SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

No. 14-117736- -00000-0000

Fecha: 2014-05-30 16:54:53 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: ~~5~~ 4.

Industria y Comercio
SUPERINTENDENCIA

SOLICITUD

PATENTE DE INVENCIÓN

21. EXPEDIENTE No. _____

54. TÍTULO **"PROCESO DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO EN POZO HORIZONTAL ESCALONADO"**

51. CLASIFICACIÓN INTERNACIONAL **E21B 43/243**

71. SOLICITANTE **ARCHON TECHNOLOGIES LTD.**

DOMICILIO ALBERTA, CANADÁ.

74. REPRESENTANTE LEGAL ALICIA LLOREDA RICAURTE
T.P. 53.215

22. BOGOTÁ, D.C. 30 MAY 2014

(FORMA P 10)

1

Industria y Comercio
SUPERINTENDENCIA

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO
No. 14-117736- -00000-0000
Fecha: 2014-05-30 16:54:53 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 74

dhesivo de radicación

DIRECCIÓN DE NUEVAS CREACIONES
SOLICITUD FASE NACIONAL –PCT

1	(12) TIPO DE SOLICITUD	☒Patente de invención ☒Capítulo I	☐Patente de Modelo de Utilidad ☐Capitulo II

2 DATOS SOLICITUD INTERNACIONAL PCT (86)

Solicitud Internacional No.	PCT/CA2011/001309	Fecha	25/11/11
Publicación Internacional No.	WO 2013/075207 A1	Fecha	30/05/13

3 (54) TÍTULO DE LA INVENCIÓN:

"PROCESO DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO EN POZO HORIZONTAL ESCALONADO"

4 CLASIFICACIÓN INTERNACIONAL (51) CIP

E21B 43/243

5 (71) SOLICITANTE (S) ☐Esta persona también es inventor. Para datos adicionales utilizar hoja de información complementaria

APELLIDOS O RAZÓN SOCIAL		IDENTIFICACIÓN	TIPO
4. ARCHON TECHNOLOGIES LTD.			

6 DATOS DEL SOLICITANTE

DIRECCIÓN	Suite 1100, 332-6th Avenue SW, Calgary, Alberta T2P 0B2, Canadá.	No. TELÉFONO	3264270
CIUDAD	Alberta	E-MAIL	notificacionespatentes@lloredacamacho.com
DEPARTAMENTO/ESTADO		NACIONALIDAD O LUGAR DE CONSTITUCIÓN	Canadá
PAÍS DE RESIDENCIA	Canadá		

7 (72) INVENTOR (ES) Para datos adicionales utilizar hoja de información complementaria

APELLIDOS	NOMBRES	NACIONALIDAD
1. AYASSE	Conrad	Canadá

DIRECCIÓN DE CORREO ELECTRÓNICO: notificacionespatentes@lloredacamacho.com

8 DATOS INVENTOR (ES)

PAÍS RESIDENCIA	DEPARTAMENTO ESTADO	CIUDAD	DIRECCIÓN
Canadá		Alberta	1. 3931 Point McKay Road N.W., Calgary, Alberta T3B 4V7, Canadá.

OTRO(S) SOLICITANTE(S) Y/O (OTRO(S)) INVENTOR(ES)

☐Los demás solicitantes y/o (demás) inventores se indican en una hoja a continuación.

9 (74) ☒**REPRESENTANTE** ☒**APODERADO**

APELLIDOS	NOMBRES	IDENTIFICACIÓN
LLOREDA RICAURTE	ALICIA	C.C 39.690.713 T.P .53.215

DIRECCIÓN	Calle 72 No 5-83 Piso 5to	No. TELÉFONO	3264270
CIUDAD	Bogotá	E-MAIL	notificacionespatentes@lloredacamacho.com
PAÍS	Colombia	No. DE PROTOCOLO EN LA OFICINA	

10	(30) DECLARACIONES DE PRIORIDAD ☒ SI ☐ NO			
	(33) PAÍS DE ORIGEN	CÓDIGO PAÍS	(31) NÚMERO	(32) FECHA (AAAA/MM/DD)
	1. Canadá	CA	PCT/CA2011/001309	11/11/25

11 DECLARACIÓN SOBRE USO DE RECURSOS GENÉTICOS O BIOLÓGICOS

Declaro que el objeto de la presente solicitud de patente fue obtenido a partir de recursos genéticos o biológicos de los que cualquiera de los países miembros de la Comunidad Andina es país de origen.

☐ SI ☒ NO

Nota: En caso afirmativo deberá anexar copia del contrato de acceso de recursos genéticos o productos derivados, o certificado o número de registro, expedido por la Autoridad competente.

12 DECLARACIÓN SOBRE USO DE CONOCIMIENTOS TRADICIONALES

Declaro que el objeto de la presente solicitud de patente fue obtenido a partir de conocimientos tradicionales de comunidades indígenas, afroamericanas o locales de países miembros de la Comunidad Andina.

☐ SI ☒ NO

Nota: En caso afirmativo deberá anexar la licencia o autorización de uso de conocimiento tradicional, o certificado, o número de registro expedido por la Autoridad competente.

13 REDUCCIÓN DE TASAS

Declaro que carezco de medios económicos para presentar la solicitud de patente.

☐ SI ☒ NO

Nota: En caso de ser persona natural y carecer de medios económicos, y por lo tanto, aplique la reducción de tasas a que se refiere la resolución vigente en tarifas, debe firmar la presente solicitud bajo la gravedad de juramento.

Micro, pequeñas y medianas empresas	Universidades públicas o privadas	Entidades sin ánimo de lucro
☐ Copia simple de la declaración de renta del año inmediatamente anterior, o en su defecto prueba documental idónea. ☐ Documento de constancia de cumplimiento con lo establecido en la ley 905 de 2004.	☐ Copia acto de reconocimiento institucional emitido por el Ministerio de Educación. Acreditación Colciencias.	☐ Copia de registro vigente en Cámara de comercio. ☐ Hoja de información complementaria. ☐ Otros, especificar

14 AUTORIZACIÓN DE NOTIFICACIÓN EN LÍNEA ☒ SI ☐ NO

Manifiesto que he leído y entendido perfectamente los términos y condiciones de uso de medios electrónicos para las notificaciones en línea a través de Internet de los actos administrativos proferidos por la Superintendencia de Industria y Comercio que deben ser notificados personalmente y, en consecuencia, autorizo el servicio de notificación a través de Internet.

14	COMPROBANTE DE PAGO O PAGO ELECTRÓNICO	N° 14-0012369	Fecha 03-02-2014

15 FIRMA DEL SOLICITANTE, DEL APODERADO O DEL REPRESENTANTE LEGAL

Junto a cada firma, indicar el nombre del firmante y su calidad (si tal calidad no es obvia al leer el petitorio)

ALICIA LLOREDA RICAURTE Representante

C.C. 39.690.713 T.P.53.215 Apoderado

16 ORDEN Y RELACIÓN DE DOCUMENTOS QUE ACOMPAÑAN LA SOLICITUD

Documentación Técnica
Solicitud Internacional en castellano

1. ☒ Descripción — N° de folios: 34
2. ☒ Reivindicaciones — N° Reivindicaciones: 17
3. ☒ Dibujos y/o figuras — N° folios: 11
4. ☒ Resumen.
5. ☐ Certificado de depósito de material biológico si fuera el caso.
6. ☐ Listado de secuencias de nucleótidos y/o aminoácidos en forma digital si fuera el caso.
7. ☒ Arte final 12 x 12.
8. ☒ Anexo formato digital.

Documentación Jurídica

9. ☒ Poderes, si fuera el caso.
10. ☐ Documento que legalmente pruebe la cesión del inventor al solicitante o a su causante.
11. ☐ Copia del contrato de acceso de recursos genéticos o productos derivados, certificado o número de registro, si fuera el caso.
12. ☐ Copia de la licencia o autorización de Conocimientos Tradicionales, certificado o número de registro, si fuera el caso.
13. ☒ Documento que acredita la existencia y representación legal, cuando el solicitante es persona jurídica.
14. ☒ Comprobante de pago de la tasa de presentación de la solicitud.
15. ☐ Comprobante de pago por reivindicación de prioridad.
16. ☐ Comprobante de pago de la tasa por concepto de excedente de palabras en la publicación.
17. ☐ Comprobante de pago por reivindicación adicional a 10.

2

Industria y Comercio
SUPERINTENDENCIA

PLANILLA DE RADICACIÓN - DIGITALIZACIÓN DIARIA
RELACIÓN DE ANEXOS

Dependencia: 2020	Fecha: 14 / 5 / 30 (AAAA MM DD)	Recorrido: 4

Tipo de Radicación: Entrada: ☐ Salida: ☐ Traslado: ☐ Convenio: ☐

Radicador: | Planilla:

ID	No. Radicación	Consecutivo	Item
1	14-177736	0	7
2			
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			
10			
11			
12			
13			
14			
15			
16			
17			

Item	Unidad de Conservación
1	Bolsa
2	Caja
3	Libro
4	Sobre
5	Tomo
6	Otro
Item	**Soporte Documental**
7	CD X
8	Disquete
9	DVD
10	Folleto
11	Foto
12	Periódico
13	Plano
14	Publicación Periódica
15	USB
16	Otro

Observaciones:
El cd anexo contiene un total de 11 archivos en formato PDF/TIFF, los cuales fueron procesados en el folio 2 correctamente

4
3

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO
NIT : 800.176.089-2
- / -

Industria y Comercio
SUPERINTENDENCIA

RECIBO DE CAJA

No. 14 - 0012369

Bogotá D.C., Febrero 03 de 2014 - 16:44:35

RECIBIDO DE : LLOREDA & CIA. S.A. NI 830.022.145 RE

*** Soporte del Pago ***

TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PAGO	VR.PAGO
RECIBO DE CA	999999999	12365	03/02/2014		344.000.00
RECIBO DE CA	999999999	133687	24/12/2013		505.000.00
RECIBO DE CA	999999999	133688	24/12/2013		505.000.00
RECIBO DE CA	999999999	133689	24/12/2013		505.000.00
RECIBO DE CA	999999999	133690	24/12/2013		505.000.00
RECIBO DE CA	999999999	133691	24/12/2013		505.000.00
RECIBO DE CA	999999999	133692	24/12/2013		505.000.00
RECIBO DE CA	999999999	133693	24/12/2013		505.000.00
RECIBO DE CA	999999999	133694	24/12/2013		505.000.00
RECIBO DE CA	999999999	133695	24/12/2013		505.000.00
RECIBO DE CA	999999999	133696	24/12/2013		505.000.00

*** Conceptos Pagados ***

CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	Vr.UNDITARIO	Vr.CONCEPTO
1	50005-01-01 SOLICITUDES	1 TRAMITES DE SOL. DE PATENTE DE INVENCION	515.000.00	515.000.00
				$515.000.00

SON: **QUINIENTOSQUINCE MIL PESOS MONEDA CORRIENTE***

Responsable: _____
-*-
Recibo de Caja Aplicado al Expediente No. _____

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

No. 14-117736- -00000-0000

Fecha: 2014-05-30 16:54:53 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 4

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

No. 14-117736- -00000-0000

Fecha: 2014-05-30 16:54:53 Dep. 2020 DIR.NUEVAS(
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONAL
Act. 411 PRESENTACION Folios: 4

4.

Industria y Comercio
SUPERINTENDENCIA

LISTA DE CHEQUEO
ADMISIÓN A TRÁMITE – NUEVAS CREACIONES

PATENTE DE INVENCIÓN ☐ **MODELO DE UTILIDAD** ☐ **Art 33 Decisión 486/00**

- ☐ Indicación que se solicita una patente.
- ☐ Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud
- ☐ Descripción de la invención
- ☐ Dibujos de ser estos pertinentes
- ☐ Comprobante de pago de las tasas establecidas (De ser el caso formato de descuento)

Completa ☐ Incompleta ☐

PATENTE DE INVENCIÓN PCT ☒ **MODELO DE UTILIDAD PCT** ☐ **Art.33 Decisión 486/00, Circular Única**

- ☒ Indicación que se solicita una PCT
- ☒ Copia de la solicitud en español, tal como fue presentada inicialmente (capítulo descriptivo, reivindicatorio, resumen)
- ☒ Dibujos de ser estos pertinentes
- ☒ Comprobante de pago de las tasas establecidas (de ser el caso formato de descuento)

Completa ☒ Incompleta ☐

DISEÑO INDUSTRIAL ☐ **(Art. 119 Decisión 486/00)**

- ☐ Indicación que se solicita Diseño industrial
- ☐ Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud
- ☐ Representación gráfica y fotográfica del Diseño industrial o muestra del material que incorpora el diseño
- ☐ Comprobante de pago de las tasas establecidas

Completa ☐ Incompleta ☐

ESQUEMA DE TRAZADO ☐ **(Art. 92 Decisión 486/00)**

- ☐ Indicación que se solicita un esquema de trazado
- ☐ Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud
- ☐ Representación gráfica de un esquema de trazado
- ☐ Comprobante de pago de las tasas establecidas

Completa ☐ Incompleta ☐

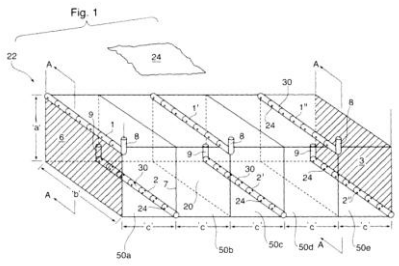


Fig. 1
22
24
A
30
1'
1"
8
9
1
6
'a'
2
7
20
2'
2"
3
'b'
'c'
50a
50b
50c
50d
50e

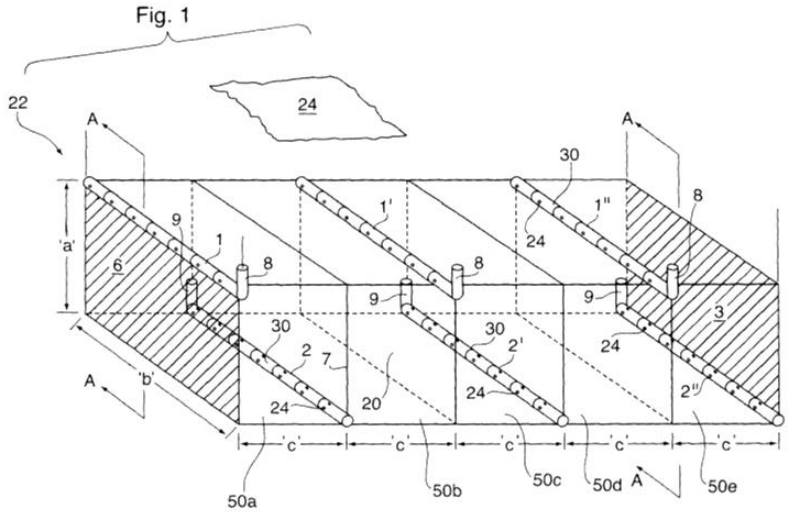


Fig. 1
22
24
A
30
1'
1"
8
9
1
6
'a'
2
7
20
2'
2"
3
'b'
'c'
50a
50b
50c
50d
50e

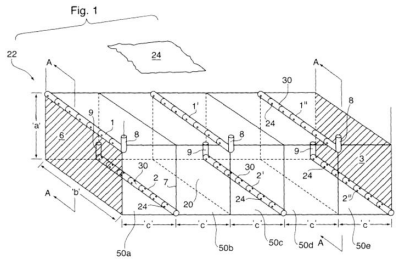


Fig. 1
22
24
A
30
1'
1"
8
9
1
6
'a'
2
7
20
2'
2"
3
'b'
'c'
50a
50b
50c
50d
50e

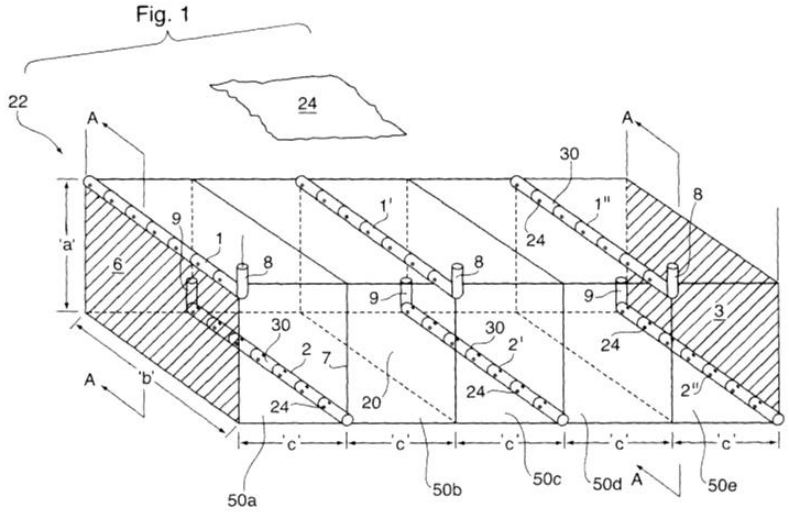


Fig. 1
22
24
A
30
1'
1"
8
9
1
6
'a'
2
7
20
2'
2"
3
'b'
'c'
50a
50b
50c
50d
50e

PROCESO DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO EN POZO HORIZONTAL ESCALONADO

CAMPO DE LA INVENCIÓN

La presente invención se refiere a un proceso de recuperación de petróleo, y más particularmente a un método de recuperación de petróleo en yacimientos de hidrocarburos subterráneos utilizando pozos horizontales y combustión in situ.

ANTECEDENTES DE LA INVENCIÓN

Existen muchos procesos de recuperación de petróleo en el estado de la técnica que se emplean para la producción de petróleo a partir de yacimientos subterráneos. Algunos de éstos utilizan pozos verticales o combinan pozos verticales y horizontales. Ejemplos de procesos patrón son el patrón de pozo de 7-puntos invertidos que se ha empleado para vapor, disolvente y procesos basados en combustión usando pozos verticales, y el patrón de pozo horizontal escalonado de la patente US 5,273,111 que ha sido empleado (pero se limita a) un proceso que usa inyección de vapor.

La patente US 5,626,191 para Inyección de Aire Punta-a-Talón (THAI, por las siglas en inglés de *Toe-to Heel Air Injection*) describe un método repetitivo mediante el cual el segmento vertical de un pozo productor vertical-horizontal se convierte posteriormente en un pozo de inyección de aire, para ayudar a la movilización de petróleo para la recuperación mediante un pozo horizontal adyacente, que posteriormente se convierte de igual manera en un pozo de inyección de aire, y se repite el proceso.

La Patente US 6,167,966 emplea un proceso de desplazamiento con agua empleando una combinación de pozos verticales y horizontales.

La Patente US 4,598,770 (Shu *y cols.*, 1986) revela un procedimiento de patrón impulsado por vapor en donde se ubican pozos de inyección horizontales y pozos productores horizontales alternados en la parte baja de un yacimiento. No se contemplan procesos de combustión *in situ*.

Joshi en Joshi, SD, "A Review of Thermal oil Recovery Using Horizontal wells", In Situ, 11 (2 y 3), 211-259 (1987), describe un proceso de recuperación de petróleo basado en vapor mediante inyección horizontal escalonada y desplazada verticalmente y el patrón de los pozos de producción. Una preocupación importante es la alta pérdida de calor a la capa superior de roca cuando se inyecta vapor en la parte superior del yacimiento.

La patente US 5,273,111 (Brannan *y cols*, 1993) enseña un proceso patrón a base de vapor para la recuperación de petróleo móvil en un yacimiento de petróleo. Se emplea un patrón de pozos horizontales de desfase paralelo con inyectores de vapor. Las secciones horizontales de los pozos de inyección se ubican en el yacimiento por encima de las secciones horizontales de los pozos de producción, con un pozo de producción horizontal perforado en el yacimiento en un punto por debajo de los pozos de inyección, pero en el intermedio de dichos pozos de inyección. El vapor se inyecta de forma continua a través de los pozos de inyección superiores, mientras que el petróleo se produce a través de los pozos de producción más bajos. No se enseñan procesos de combustión in situ ni de desplazamiento de frente continuo.

La patente US 5,803,171 (McCaffery *y cols*, 1998) enseña una mejora de la patente Brennan en el que la estimulación cíclica de vapor se utiliza para lograr la comunicación entre el inyector y el productor antes de la aplicación de inyección continua de vapor. No se mencionan procesos de combustión *in situ*.

La patente US 7,717,175 (Chung *y cols*, 2010) da a conocer un proceso basado en solventes utilizando patrones de pozos horizontales donde se ubican pozos paralelos de manera alterna en las partes más altas y más bajas en un yacimiento en donde los pozos superiores se emplean para la producción de

petróleo-diluido con disolvente y los pozos inferiores se emplean para la inyección de solvente. La mezcla de petróleo-solvente inducida por gravedad es inducida por el flujo a contracorriente de petróleo y solvente. Los pozos están provistos de dispositivos de control de flujo para lograr perfiles uniformes de inyección y producción a lo largo de los pozos. Los dispositivos compensan la caída de presión a lo largo de los pozos lo que puede causar una distribución no uniforme de los fluidos dentro del pozo y reducir la eficiencia de barrido del reservorio. No se mencionan procesos de combustión *in situ*.

WO/2009/090477 (Xai *y cols.*) describe un proceso de patrón de combustión *in situ* en el que una serie de pozos verticales que se han completado en la parte superior se ubican entre los pozos productores horizontales que están específicamente por encima de un acuífero. Se reclama que esta disposición de los pozos pueden utilizarse para la producción de petróleo en presencia de un acuífero.

La solicitud de patente US 2010/0326656 (Menard, 2010) describe un procedimiento patrón de vapor que implica el uso de pozos horizontales alternos de inyección y producción en el que se crean zonas aisladas de salida y entrada de fluidos a lo largo de los respectivos pozos con el fin de lograr un barrido homogéneo del yacimiento. Los pozos alternos pueden estar en el mismo plano vertical o alternando entre las partes baja y alta en el yacimiento, como en la patente US 5,803,171. El vapor caliente se inyecta en los pozos superiores (por ejemplo, vapor de agua).

Como puede verse a partir de las patentes anteriores, los procesos de recuperación de petróleo a base de vapor se emplean comúnmente para recuperar el petróleo pesado y el bitumen de formaciones subterráneas. Por ejemplo, el drenaje por gravedad asistido por vapor (SAGD, por las siglas en inglés de *steam-assisted-gravity-drainage*) y la inyección cíclica de vapor se emplean para la recuperación de petróleo pesado y bitumen frío. Cuando el petróleo es móvil como el petróleo natural o se vuelve móvil mediante algunos pre-tratamientos *in situ*, tales como un proceso dirigido por vapor, el petróleo así movilizado puede entonces drenarse hacia abajo por la gravedad y ser recogido en un pozo colector horizontal.

Un serio inconveniente de los procesos dirigidos por vapor es la ineficiencia de la generación de vapor en la superficie debido a que una cantidad considerable del calor generado por el combustible se pierde sin proporcionar calor útil en el yacimiento. Roger Butler, en su libro "Thermal Recovery of oil and Bitumen", pages 415, 416, estima la eficiencia térmica en cada etapa del proceso de inyección de vapor de la siguiente manera: generador de vapor, 75-85%; transmisión al pozo, 75 - 95%; fluir del pozo al yacimiento, 80-95%; flujo en el yacimiento hacia el frente de condensación, 25-75%. Es necesario para mantener el yacimiento entre el inyector y el frente de avance de condensación a la temperatura de vapor de tal manera que la principal transferencia de energía puede ocurrir desde el vapor que se condensa a la cara de petróleo. En conclusión, 50% o más de la energía del combustible se puede perder antes de que el calor llegue a la cara de petróleo. Los costos de energía basados en BTU en el yacimiento son 2.6 a 4.4 veces menores para la inyección de aire en comparación con la inyección de vapor. Otros varios inconvenientes se producen en los procesos de recuperación de petróleo basados en vapor: el gas natural puede no estar disponible para disparar las calderas de vapor, el agua dulce puede ser escasa y la limpieza del agua producida para el reciclaje a las calderas es costoso. En resumen, los procesos de recuperación de petróleo a base de vapor son térmicamente ineficientes, costosos y poco amigables con el medio ambiente.

La eficiencia mejorada, el menor tiempo de retorno inicial de la inversión (es decir, las tasas iniciales de recuperación de petróleo más rápidas para permitir un retorno más inmediato sobre el capital invertido), y la disminución del costo inicial de capital, en diversos grados, son áreas que pueden mejorarse en los métodos anteriores.

RESUMEN DE LA INVENCIÓN

La presente invención supera los problemas con el método de inyección de vapor del arte previo de *inter alia,* la patente US 5,273,111 (Brannan) en donde el calentamiento del yacimiento se lleva a cabo mediante la inyección de grandes cantidades de vapor, normalmente bajo alta presión. Tal método del arte previo presenta los inconvenientes de tener que proporcionar un equipo grande y costoso de generación de vapor en la superficie, y como se indica a continuación es térmicamente ineficiente en cuanto a la transferencia de calor al petróleo dentro del

yacimiento con el fin de lograr la reducción en la viscosidad necesaria para ser capaz de producir petróleo a partir de un yacimiento de petróleo viscoso.

Por lo tanto, se incurre en costos sustanciales en los métodos de recuperación con vapor que utilizan vapor para calentar el petróleo en el calentamiento de las grandes cantidades de vapor que se necesitan, bastante por encima de los costos capitales de adquirir, enviar, y realizar el montaje de los equipos de generación de vapor necesarios en la forma de calderas, quemadores, y tuberías asociadas.

Además, aunque las técnicas de recuperación de petróleo de combustión *in situ* tal como la descrita en la patente US 5,626,191 son conocidas, éstas involucran de manera típica una progresión de un frente de combustión perpendicular a y a lo largo de un pozo colector horizontal, en donde el frente de combustión en cualquier instante está viajando desde un punto a lo largo del pozo de producción horizontal. De acuerdo con ello, dicho método de recuperación de combustión *in situ* del arte previo no permite la producción de petróleo desde el interior de la formación subterránea de manera simultánea a lo largo de una longitud horizontal completa de un pozo de producción.

De manera ventajosa, el solicitante ha creado un método de recuperación de petróleo desde el interior de una formación subterránea, que es capaz de incorporar de una manera particular la combustión in situ para la generación de calor (y por lo tanto a diferencia de US 5,273,111 no requiere el costoso equipo de generación de vapor en la superficie y la inyección de vapor de agua), y que además, a diferencia de los métodos de recuperación *in situ* del arte previo tales como US 5,626,191, es capaz de utilizar de manera simultánea calentamiento *in situ* y lograr la producción de petróleo desde dentro de una formación a lo largo de toda la longitud de un pozo colector horizontal (o pozos), y es capaz de tener tasas iniciales de recuperación de petróleo relativamente altas.

De manera específica, el método de la presente invención ha sido probado experimentalmente, en ciertas condiciones como se discute más adelante en la

presente memoria, para lograr una tasa inicial de recuperación de petróleo más alta que el método de pozos escalonados para la recuperación de petróleo mediante la inyección de vapor como se enseña en US 5,273,111 [en adelante el método de "vapor escalonado"], y que de manera desventajosa requiere disponer de un costoso equipo de generación de vapor en la superficie], o un método de “pozo cruzado" para la recuperación de petróleo que utiliza de manera similar combustión *in-situ*, siendo este último un método no público para la recuperación de petróleo concebido por el inventor en el presente documento y en muchos aspectos una mejora; en ciertos aspectos y en distintos grados, frente a los métodos y configuraciones del arte previo.

De manera específica, para un área de barrido volumétrico comparable y una recuperación acumulada de petróleo total idéntica con respecto a un yacimiento subterráneo (formación), el método de pozos escalonados (inyección de aire) de la presente invención ha demostrado experimentalmente, bajo ciertas condiciones como se discute en el presente documento, que provee una mayor velocidad inicial de recuperación de petróleo que el método de "vapor escalonado" o el método de "pozo cruzado". Entonces, utilizando el método de la presente invención, puede lograrse un retorno inicial de la inversión mayor y más rápido.

Para las compañías petroleras que incurren en grandes gastos en el desarrollo de yacimientos subterráneos, la capacidad de utilizar un método que va a generar ingresos de forma rápida y por lo tanto permite una amortización más rápida de los gastos iniciales incurridos con respecto a la búsqueda, localización y adquisición, y la perforación inicial de pozos en una formación que contiene hidrocarburos constituye una ventaja significativa. El tiempo en el que puede realizarse un retorno de la inversión es con frecuencia una consideración muy real y sustancial de si se hace o puede hacerse la inversión en un importante proyecto de este tipo.

De acuerdo con ello, en una realización amplia del proceso de recuperación de petróleo de la presente invención, dicho método comprende un proceso continuo de combustión *in situ* utilizando únicamente pozos horizontales para la inyección de un gas oxidante y para la producción simultánea de petróleo, utilizando una

configuración simétrica de desfase lateral y vertical (es decir, alternativamente 'escalonada') de pozos de inyección y de producción horizontales paralelos.

Más particularmente, en una amplia realización del método de recuperación de petróleo de la presente invención, dicho método comprende los pasos de:

(i) perforar un par de pozos horizontales superiores paralelos, separados entre sí dentro de dicho yacimiento que contiene hidrocarburos, sustancialmente coplanares entre sí;

(ii) perforar relativamente abajo en dicho yacimiento, un pozo horizontal inferior ubicado por debajo de dichos pozos horizontales superiores y ubicado sustancialmente paralelo a y en el medio de dicho par de pozos horizontales superiores;

(iii) inyectar un gas oxidante en cada uno de dichos pozos horizontales superiores e inyectar dicho gas oxidante en dicho yacimiento a través de aberturas en cada uno de dicho par de pozos horizontales superiores;

(iv) Encender dicho gas oxidante y los hidrocarburos contenidos dentro de dicha formación ocasionando el calentamiento del petróleo que se encuentra en dicha formación;

(v) recuperar el petróleo que se ha calentado y que ha migrado hacia abajo en dicho yacimiento subterráneo, en dicho pozo horizontal inferior; y

(vi) recuperar dicho petróleo a partir de dicho pozo horizontal inferior a la superficie.

Dicho método responde a la necesidad comercial de contar con costos de energía relativamente bajos (en que no se requiere un suministro por separado de combustible para las calderas para generar vapor de agua), y tiene menores costos de capital inicial de puesta en marcha debido a que no se necesita adquirir un equipo de generación de vapor. Por otra parte, tal como se establece a continuación, dicho método novedoso para la recuperación de hidrocarburos a partir de una formación subterránea tiene una alta tasa inicial de recuperación de petróleo, lo cual es una ventaja significativa al permitir que los ingresos generados por el petróleo producido sean aplicados de manera más rápida contra los gastos significativos de localizar, adquirir y desarrollar un adecuado yacimiento que contiene hidrocarburos.

En un método preferido adicional de la presente invención, dicho método puede comprender las etapas adicionales de:

(a) perforar un pozo horizontal superior adicional dentro de una región superior de dicho yacimiento que contiene hidrocarburos sustancialmente paralelo a y lateralmente espaciado de dicho pozos horizontales superiores;

(b) perforar un pozo horizontal inferior adicional entre dicho pozo horizontal superior adicional y el más cercano de dichos pozos horizontales superiores previamente perforados, en donde dicho pozo horizontal inferior ubicado debajo de dichos pozos horizontales superiores y ubicado de manera sustancialmente paralelo con éstos;

(c) inyectar dicho gas oxidante en dicho pozo horizontal superior adicional y en el más cercano de dichos pozos horizontales superiores previamente perforados con el fin de inyectar de ese modo dicho gas oxidante en dicho yacimiento a través de una pluralidad de aberturas en dicho pozo horizontal superior adicional y el más cercano de dichos pozos horizontales superiores;

(d) recolectar el petróleo que se ha calentado como resultado del calor producido durante la combustión de dicho gas oxidante y los hidrocarburos en dicho yacimiento; el cual ha migrado hacia abajo en dicho yacimiento subterráneo, en dicho pozo horizontal inferior;

(e) recuperar dicho petróleo desde dicho pozo horizontal inferior hacia la superficie.

En una realización preferida adicional, dicho método puede ser utilizado para recuperar progresivamente el petróleo de una formación subterránea de una manera de "desplazamiento por frente continuo". En consecuencia, en dicha realización de "desplazamiento por frente continuo", los anteriores pasos (a) - (e) se repiten sucesivamente para de ese modo avanzar en una dirección lineal con los pozos horizontales perforados con el fin de recuperar progresivamente el petróleo en dicha dirección lineal de dicho yacimiento subterráneo de hidrocarburos.

La distancia entre los pozos horizontales inferiores paralelos, los pozos horizontales superiores, así como las respectivas longitudes de pozo superior e inferior, dependerán de las propiedades específicas del yacimiento. Estas distancias pueden, sin embargo, ser optimizadas de manera adecuada por un ingeniero de yacimientos competente. El espaciamiento lateral entre los pozos horizontales puede ser 25-200 metros, preferiblemente 50-150 metros y más preferiblemente 75-125 metros. La longitud de los segmentos de pozo horizontal puede ser 50-2000 metros, preferiblemente 200-1000 metros y más preferiblemente 400-800 metros. La distancia vertical entre los pozos de inyección horizontal superiores y los pozos productores horizontales inferiores está dictada de manera típica por la profundidad de la junta que contiene petróleo dentro de una formación subterránea, en donde dichas profundidades varían típicamente entre 2 m a 50 m, pero a veces mayor, con los pozos de inyección horizontal superior que se encuentran ubicados en una región superior de la junta que contiene hidrocarburos dentro de la formación subterránea, y los pozos de producción horizontales inferiores situados a lo largo de una base inferior de la junta que contiene petróleo dentro de la formación subterránea.

En cada uno de los métodos anteriores se contempla adicionalmente que los gases de combustión calientes que se producen tras la ignición de los hidrocarburos y el gas oxidante viajará desde un área de alta presión dentro de la formación (es decir, de manera típicamente próxima a los pozos inyectores horizontales superiores) a un área de baja presión (es decir, de manera típica cerca a los pozos productores más bajos), y ser arrastrado y recuperado a partir de dicho pozo horizontal inferior, junto con dicho petróleo a la superficie.

En un yacimiento homogéneo que utiliza el método de la presente invención, es beneficioso para la alta eficiencia de barrido del yacimiento para entregar el inyectante igualmente a las perforaciones en un revestimiento de pozo dentro de los pozos horizontales superiores, y para utilizar de la mejor manera posible las tasas de entrada de petróleo iguales en cada perforación a lo largo del(los) revestimiento(s) de pozo contenidos dentro del pozo horizontal inferior (producción). Teniendo en cuenta que todos los pozos horizontales tienen típicamente una 'punta' en un extremo distal del mismo, y un 'talón' en un extremo proximal del mismo en el que el pozo horizontal se une al segmento vertical perforado hacia abajo de un par de pozos horizontal-vertical, en un refinamiento de la presente invención los pozos horizontales superiores se perforan de manera que los respectivos "talones" de los pozos horizontales superiores paralelos (de inyección) están todos en un mismo lado del yacimiento, estando tal lado opuesto a un lado del yacimiento en el que se sitúa el talón respectivo (extremo proximal) de los pozos productores horizontales inferiores adyacentes espaciados lateralmente. En otras palabras, los pozos verticales que están conectados a cada uno de los pozos horizontales superiores respectivos se encuentran en lados opuestos del yacimiento en el que se encuentran los pozos verticales para los pozos horizontales inferiores correspondientes (y sus porciones de talón respectivas asociadas). De tal manera, el gas oxidante que se inyecta en el pozo horizontal superior (cuya presión alcanza un punto máximo en el “talón” [es decir, proximal] de dichos pozos horizontales superiores) tiene menos tendencia a un "cortocircuito" directamente a la porción de baja presión del pozo horizontal inferior que está en el talón (proximal) de dicho pozo horizontal inferior, situada en el lado opuesto del yacimiento.

De acuerdo con ello, en una realización adicional preferida de la presente invención, la etapa de inyección de dicho gas oxidante en dichos pozos de

inyección superiores comprende la etapa de inyectar dicho gas oxidante dentro de los extremos proximales de dichos pozos horizontales superiores, en donde dichos extremos proximales están ubicados en un lado de dicha formación subterránea, y dicha etapa de retirar el petróleo de dicho pozo horizontal inferior comprende retirar dicho petróleo desde un extremo proximal de dicho pozo horizontal inferior, que está situado en otro lado de dicho yacimiento opuesto a dicho lado en el que dichos extremos proximales de dichos pozos horizontales superiores están ubicados.

En una realización alternativa que lleva a cabo el mismo propósito de reducir la tendencia de "cortocircuito" y de manera ventajosa permite que los pozos tanto de inyección como de producción sean perforados con sus respectivas porciones verticales (es decir, los extremos proximales) situados en el mismo lado del yacimiento (es decir una plataforma de perforación para la perforación de cada uno de los pozos superiores e inferiores puede permanecer de este modo en el mismo lado del yacimiento y no necesita ser movido hacia atrás y hacia adelante a los lados opuestos del yacimiento al perforar los pozos inferiores y luego los pozos superiores), puede utilizarse tubería interna en los pozos de inyección superior y/o el(los) pozo(s) de producción inferior(es).

De manera específica, en una realización alternativa, donde se emplea la tubería en los pozos horizontales superiores, tales tuberías están provistas de un extremo abierto próximo al extremo distal de los pozos horizontales superiores. Esto permite la transferencia del punto de inyección del gas oxidante (y por lo tanto el punto de alta presión en dicho pozo horizontal superior) hasta el extremo distal. De esta manera, la fuente de alta presión en los pozos de inyección horizontales superiores estará en un extremo del yacimiento opuesto a la punta de baja presión de los pozos de producción, forzando de este modo el gas caliente a viajar una distancia más larga a través de la formación y por lo tanto más eficazmente el calor y petróleo libre atrapado en la formación y, además, evitar el "cortocircuito" de los gases de combustión. Los gases calientes se hacen viajar a través de la formación y son recolectados por el área de baja presión en la punta del pozo de producción. Dicha configuración tiene la ventaja de permitir que las almohadillas de perforación sean ubicadas en el mismo lado del yacimiento.

Del mismo modo, cuando se emplea la tubería en los pozos horizontales inferiores, dicha tubería está provista de un extremo abierto próximo al extremo distal de los pozos horizontales inferiores, con los extremos proximales de cada uno de los pozos de producción superiores, y el(los) pozo(s) de producción inferior(es) situado(s) en el mismo lado del yacimiento. Dicha tubería permite la transferencia del punto de recuperación del petróleo producido (y por lo tanto la transferencia desde el punto de menor presión en dicho pozo horizontal inferior) hasta el extremo distal del pozo de producción inferior. De esta manera la fuente de alta presión en los pozos de inyección horizontales superiores estará de nuevo en un extremo proximal del mismo, a saber, en un extremo del yacimiento opuesto a la porción distal (punta) de baja presión de los pozos de producción, forzando de este modo el gas caliente a viajar una distancia más larga a través de la formación y por lo tanto más eficazmente el calor y el petróleo libre atrapados en la formación, y evitar el "cortocircuito" de gas caliente. Dicha configuración, en la que cada uno de los extremos proximales de los pozos inyectores superiores y los pozos de producción inferiores están en el mismo lado del yacimiento, de nuevo tiene la ventaja de permitir que todas las almohadillas de perforación se encuentren ubicadas en el mismo lado del yacimiento.

Como alternativa al empleo de las configuraciones que trasponen (de manera inversa) las porciones de punta y talón respectivas de los pozos horizontales adyacentes o, alternativamente, el uso de tubería interna en el pozo de inyección, se puede obtener la entrega uniforme de gas a lo largo de la longitud del pozo de inyección y la recolección uniforme en el pozo de producción, o incluso mejor, al variar el número y tamaño de las perforaciones a lo largo del revestimiento de pozo en un pozo inyector, equilibrar la caída de presión a lo largo del pozo. Se puede colocar una tubería perforada de corrección de la caída de la presión en el interior del revestimiento primario. Esto tiene la ventaja de utilizar el flujo de gas en el espacio anular para contribuir a la entrega homogénea del gas.

Específicamente, el número y tamaño de las perforaciones del revestimiento de pozo en un pozo productor inyector puede aumentar progresivamente desde la parte del talón a la parte de la punta del mismo, con el fin de distribuir más uniformemente dicho gas oxidante al yacimiento a lo largo de toda la longitud del

pozo inyector superior, y ayudar a evitar la aparición de un perfil no uniforme ("fingering") de gas inyectante directamente en los pozos de producción.

Por consiguiente, en una de dichas realizaciones cada uno de dichos pozos inyectores horizontales superiores tiene un revestimiento de pozo en el que se sitúan dicha pluralidad de aberturas, y en el que un tamaño de dichas aberturas o un número de dichas aberturas dentro de dicho revestimiento de pozo aumenta progresivamente desde un extremo proximal a un extremo distal de dichos pozos horizontales superiores, y dicho gas oxidante se inyecta en dicho extremo proximal de cada uno de dichos pozos horizontales superiores.

De manera alternativa, o adicional, dicho pozo horizontal inferior puede estar provisto de un revestimiento de pozo en el que se sitúan una pluralidad de aberturas, y en el que un tamaño de dichas aberturas o un número de dichas aberturas dentro de dicho revestimiento de pozo aumenta progresivamente desde un extremo proximal hasta un extremo distal de dicho pozo horizontal inferior, con el fin de recoger de manera más uniforme petróleo móvil a lo largo de sustancialmente toda la longitud del pozo de producción, y para ayudar en la prevención de "fingering" de gas de inyectante directamente en los pozos de producción.

De acuerdo con ello, en una realización preferida adicional para permitir que los pozos de producción superiores distribuyan más uniformemente el gas oxidante a la formación para evitar "fingering" o "cortocircuito" del gas oxidante a alta presión directamente a los pozos de producción, y para permitir una recolección más uniforme y eficaz del petróleo de la formación mediante los pozos de producción inferiores, cada uno de dichos extremos proximales de los pozos de inyección horizontales superiores están situados en el mismo lado del yacimiento como los extremos proximales de cada uno de los pozos productores horizontales inferiores, y

(i) cada uno de dichos pozos inyectores horizontales superiores tiene un revestimiento de pozo en el que dicha pluralidad de aberturas están situados, y en

el que un tamaño de dichas aberturas o un número de dichas aberturas dentro de dicho revestimiento de pozo aumenta progresivamente desde un extremo proximal hasta un extremo distal de dichos pozos horizontales superiores, y dicho gas oxidante se inyecta en dicho extremo proximal de cada uno de dichos pozos horizontales superiores; y

(ii) dicho(s) pozo(s) horizontal(es) inferior(es) puede(n) estar provisto(s) de un revestimiento de pozo en el que están situados una pluralidad de aberturas, y en el que un tamaño de dichas aberturas o un número de dichas aberturas dentro de dicho revestimiento de pozo aumenta progresivamente desde un extremo proximal a un extremo distal de dicho pozo inferior horizontal.

El diámetro exterior de los segmentos de revestimiento de pozo horizontal puede ser de 10,16 cm (4 pulgadas) a 30,48 cm (12 pulgadas), pero preferiblemente 12,7 – 25,4 cm (5-10 pulgadas) y más preferiblemente 17,78 – 22,86 cm (7-9 pulgadas). Las perforaciones en los segmentos horizontales pueden ser ranuras, rejillas de alambre forrado, tapones de pantalla Facsrite® u otras tecnologías que proporcionan el grado deseado de retención de arena.

El gas inyectado puede ser cualquier gas oxidante, incluyendo pero no limitado a, aire, oxígeno o mezclas de los mismos. En una realización preferida, el gas oxidante es aire, pero se diluye adicionalmente con una cantidad variable de un gas no oxidante tal como dióxido de carbono o vapor de agua, para reducir de esta manera (por volumen inyectado) la concentración relativa de oxígeno en tal cantidad de gas inyectado, de ese modo permitiendo el control sobre la temperatura producida durante la combustión al disminuir la cantidad de oxígeno permitido para la combustión con hidrocarburos dentro de la formación.

De manera alternativa, o adicional, dicho gas oxidante contiene vapor de agua, o gotas de agua, o agua que se convierte en vapor, que se condensa al moverse hacia abajo en la formación y que libera el calor en el calor latente de condensación ayudando así en la transferencia de calor al petróleo en la parte

inferior de la formación y permitiendo que dicho petróleo se vuelva móvil y drene hacia abajo en el pozo colector horizontal inferior.

La tasa máxima de inyección de gas oxidante estará limitada por la presión máxima de inyección de gas que debe mantenerse por debajo de la presión de fractura de la roca, y se verá afectada por la longitud de los pozos horizontales, la permeabilidad de la roca del yacimiento, las saturaciones de fluidos y otros factores.

El uso de un simulador numérico tal como el utilizado en los ejemplos siguientes es beneficioso para confirmar la operabilidad y la viabilidad del diseño de la presente invención para un yacimiento específico, y puede ser llevado a cabo fácilmente por los ingenieros de yacimientos versados en la materia.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS

En los dibujos adjuntos, que ilustran una o más realizaciones ejemplares y que no deben interpretarse como limitantes de la invención a estas realizaciones representadas:

La **Figura 1** muestra una vista esquemática en perspectiva de un subterráneo que contiene hidrocarburos, que muestra el método de “pozo escalonado” de la presente invención, que tiene una pluralidad de pozos de inyección horizontales superiores y una pluralidad de pozos de producción horizontales inferiores alternativamente espaciados situados abajo en el yacimiento, que utiliza la inyección de aire y la combustión *in situ* para proporcionar calor para movilizar petróleo en la formación;

La **Figura 2** muestra una vista en sección transversal de la **Figura 1** tomada a lo largo del plano "A-A" en la dirección de las flechas "A-A;

La **Figura 3** es una vista en perspectiva del método de pozo escalonado de la presente invención, después de emplear un método de "desplazamiento por frente continuo";

La **Figura 4 (i) - (iii)** es una serie de tres vista de sección transversal de la **Figura 1** tomadas a lo largo del plano "A-A" en la dirección de las flechas ‘A-A’, mostrando una progresión de pasos de recuperación de petróleo durante intervalos de tiempo sucesivos al llevar a cabo el "desplazamiento por frente continuo" de la realización de pozo escalonado de la presente invención;

La **Figura 5** muestra una vista esquemática en perspectiva de un método alternativo "de pozo escalonado" de la presente invención, en donde los extremos proximales de cada uno de los pozos horizontales superior e inferior están situados en el mismo lado del yacimiento subterráneo de hidrocarburos;

La **Figura 6** es una vista en perspectiva ampliada de varios pozos horizontales superiores e inferiores, que muestra una manera de emplear la tubería en cada uno de los pozos horizontales superiores de acuerdo con una realización del método de la presente invención;

La **Figura 7** es una vista en perspectiva ampliada de varios pozos horizontales superiores e inferiores, que muestran una manera de emplear la tubería en el pozo horizontal inferior de acuerdo con una realización del método de la presente invención;

La **Figura 8** es una vista en perspectiva ampliada de varios pozos horizontales superiores e inferiores, que muestran una manera de emplear un número de aberturas progresivamente creciente en cada uno de los revestimientos de pozo de los pozos horizontales superiores e inferiores, de acuerdo con una realización alternativa adicional del método de la presente invención;

La **Figura 9** es una vista en perspectiva ampliada de varios pozos horizontales superior e inferior, que muestra una manera de emplear progresivamente tamaños crecientes de aberturas en cada uno de los revestimientos de pozo de los pozos horizontales superiores e inferiores, de acuerdo con una realización alternativa adicional del método de la presente invención;

La **Figura 10** es un método de recuperación de petróleo alternativo, que no forma parte de la presente invención en el presente documento, y es la configuración del método alternativo utilizado para propósitos de comparación en la comparación del factor de recuperación de petróleo relativo de dicho método con el de la presente invención, como se muestra en la Figura 11; y

La **Figura 11** es un gráfico que muestra el porcentaje de petróleo recuperado de una formación, utilizando el método de la presente invención (gráfico de "X"); el método de la **Figura 10** (gráfico ´Y"), y un método que utiliza pozos escalonados que no forma parte de la invención que utiliza la inyección de vapor para calentar en lugar de la inyección de gas oxidante y la combustión *in situ* para calentar (gráfico "Z").

DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LAS REALIZACIONES PREFERIDAS

Las **Figuras 1-3 y 5** muestran una formación subterránea / yacimiento 22 desarrollado usando una realización del método de "pozo escalonado" de la recuperación de petróleo de la presente invención (en lo sucesivo, el método de "Pozo Escalonado"). En dicho método de "Pozo Escalonado" pozos de inyección horizontales superiores paralelos 1, 1', y 1" de cada uno de longitud "b" se ubican en paralelo entre sí en relación de separación mutua, estando situados en la parte alta en una porción que contiene hidrocarburos 20 de espesor "a", que forma parte de la formación subterránea / yacimiento 22 situado debajo de la superficie a nivel del suelo 24. Los pozos de producción horizontales inferior espaciados 2, 2' y 2" de longitud similar "b" se colocan respectivamente en el yacimiento 22 , tanto por debajo como aproximadamente en el medio de los pozos de inyección respectivos

1, 1' y 1", para dar una configuración de patrón de pozo de manera escalonada y separada lateralmente paralela y alternando los pozos de inyección de gas horizontales 1, 1', y 1" y los pozos de producción de petróleo 2, 2' y 2", como se muestra en las **Figuras 1-3 y 5**.

El yacimiento que contiene hidrocarburos 22 que se muestra en la **Figura 1** posee dos y medio pozos de inyección 1, 1', y 1" y dos y medio pozos de producción 2, 2', y 2" (pozo de inyección borde 1 y el pozo de producción borde 2" constituyendo cada uno respectivamente un medio pozo) durante un total de cinco pozos horizontales en el patrón. La realización de tres repeticiones del método de la **Figura 1** requiere quince pozos horizontales, como se muestra en la **Figura 3**.

El espaciamiento lateral "c" de los pozos de inyección horizontales superiores 1, 1', y 1" y los pozos de inyección horizontales inferiores 2, 2' y 2" es preferiblemente uniforme.

En la realización del método de Pozo Escalonado que se muestra en la **Figura 1**, los segmentos verticales 8 de los pozos de inyección horizontales 1, 1' y 1" se encuentran en lados opuestos del yacimiento 22 en comparación con los segmentos verticales 9 de los pozos de producción horizontales 2, 2' y 2", cada segmento vertical 8 de pozo horizontal asociado respectivo 1, 1' y 1" se extiende hacia arriba a la superficie 24, y del mismo modo cada segmento vertical 9 del pozo de producción horizontal asociado respectivo 2, 2' y 2" se extiende hacia arriba a la superficie 24. (Con fines de claridad, sólo las porciones de segmentos verticales 8, 9 de los respectivos pozos verticales que se extienden a la superficie 24 se representan en la **Figura 1**). De acuerdo con ello, los segmentos verticales 8 de la cada uno de los pozos de inyección 1, 1', y 1" en la realización del método que se muestra en la **Figura 1** son de este modo desfasados longitudinalmente por la longitud del pozo ‘b’ a partir de los segmentos verticales respectivos 9 (y pozos de producción horizontales asociados correspondientes 2, 2' y 2").

Los segmentos verticales 9 y los pozos de producción horizontales asociados 2, 2', y 2", que se encuentran en el medio de los pozos de inyección

horizontales 1, 1' están desfasados lateralmente de los pozos horizontales de inyección 1, 1' y 1" y segmentos verticales asociados 8 una distancia "c". La razón de tal desplazamiento lateral "c" es eliminar o al menos minimizar el "cortocircuito" de gas oxidante inyectado directamente desde los pozos de inyección 1, 1', y 1" en los pozos de producción 2, 2' y 2", como se explica más arriba.

El patrón que se muestra en la **Figura 1** se puede extender indefinidamente lejos de la cara 3 y / o la cara 6 como se desee para cubrir un volumen específico de yacimiento de petróleo 22. En otras fases del desarrollo de los yacimientos, como se muestra en la **Figura 3**, una configuración adicional de pozos de inyección 1, 1', y 1" y de pozos de producción 2, 2' y 2" son perforados adyacente a la primera configuración de la Figura 1, y tal proceso se repite, explotando eventualmente todo el yacimiento 22.

Haciendo referencia a la **Figura 1** que muestra una realización de la invención, se perforan los pozos inyectores horizontales 1 y 1' y el pozo de producción 2, en una realización preferida, cada uno está provisto de segmentos de revestimiento de pozo 30 situados en cada uno de los pozos horizontales 1, 1', y 1" y 2, 2' y 2". Los segmentos de revestimiento de pozo 30 contienen cada uno aberturas o ranuras 24 desde las que un gas oxidante, que puede incluir además, dióxido de carbono y/o vapor de agua, se inyecta en la formación 22 a través de un pozo inyector 1, 1'.

Tras la ignición de la mezcla de hidrocarburos y de gas oxidante así formada en el yacimiento 22, y en particular, en la junta que contiene petróleo 20 del mismo, el petróleo y el gas de combustión calientes (no se muestra) contenido con segmentos de partición de yacimiento 50a, 50b y fluyen y se devuelven hacia abajo debido a las menores presiones hacia el pozo de producción 2, y se dibujan en y entrar al pozo de producción 2 a través de las aberturas 24 en el mismo. El petróleo y los gases de combustión recolectados (no se muestra) son llevados a la superficie 24 por medio de la elevación de gas o medios de bombeo.

En el caso de los pozos de producción horizontales 2, 2' y 2", los revestimientos de poco 30 y las aberturas 24 pueden tomar la forma de revestimientos ranurados, mallas de alambre forrado, revestimientos de pozo FacsRite[1] así que tienen tapones de pantalla arena, o combinaciones de los mismos, para reducir el flujo de arena y otras sustancias indeseables, tales como cortes de perforación desde dentro de la formación 22 en los pozos de producción 2, 2' y 2".

El método de Pozo Escalonado (inyección de aire) puede utilizar una configuración de "desplazamiento por frente continuo", mediante la perforación de otro pozo de inyección 1" y un pozo de producción correspondiente 2 ', como se muestra en la **Figura 1**. Este método se ilustra mejor en la **Figura 4 (i) - (iii)**, en el que tres fases sucesivas se implementan y representan. A este respecto, la **Figura 4** muestra vistas de la sección A-A de la **Figura 1**, a intervalos de tiempo respectivos sucesivos (i), (ii), y (iii), que muestra un método de causar un "desplazamiento por frente continuo" de recuperación de petróleo en la dirección "Q", y en particular, las partes restantes de la junta que contiene petróleo 20 que continúa comprendiendo petróleo y por lo tanto ilustra la recuperación progresiva de petróleo desde la junta que contiene petróleo 20. De manera específica, como se ve desde la primera fase [**Figura 4 (i)**], los pozos inyectores 1, 1' y 1", y el pozo productor 2 y 2' primero se perforan, y después de la inyección de gas oxidante en la formación 22 a través de los pozos de inyección 1, 1' y 1" y la ignición de la mezcla así formada de gas oxidante e hidrocarburos en el yacimiento 22, comienza la producción de petróleo del pozo 2 y 2', causando el agotamiento de petróleo de la junta que contiene petróleo 20, como se muestra en la **Figura 4 (i)**. A partir de entonces en una segunda fase [**Figura 4 (ii)**], un pozo productor adicional 2" se perfora, y la inyección y la producción comienzan, respectivamente con respecto a los pozos de inyector 1, 1', y el pozo de producción 2'. En una tercera fase [**Figura 4 (iii)**], se perforan un cuarto inyector 1"' y un cuarto productor 2"', con la producción desde el pozo de producción 2 cesando, y la inyección y producción comenzando en el pozo de inyección 1"' y el pozo de producción 2"', respectivamente. El proceso puede continuar indefinidamente como se muestra en la **Figura 3**, hasta llegar a un extremo del yacimiento 22.

---

[1] Marca no registrada de Absolute Completion Technologies para revestimientos de pozo los cuales tienen filtros de arena

Por otra parte, tal como se mencionó anteriormente, dicho método de "Pozo Escalonado (Inyección de Aire)" puede consistir simplemente en la perforación simultánea de un número determinado de pozos inyectores (por ejemplo, tales como tres pozos 1, 1' y 1") y un número correspondiente de pozos productores (por ejemplo, tal como tres pozos 2, 2' y 2"), con el fin de producir el "patrón" de pozos escalonados de los pozos 1, 1', y 1" y 2, 2' y 2" que se muestran en la **Figura 1**, y producir petróleo a partir de segmentos de partición de yacimientos 50a, b, 50c, d, y 50e. Tal patrón puede repetirse según sea necesario, como se muestra en la **Figura 3** a través de segmentos de partición de pozo 50f-50o, con el fin de aprovechar o explotar un yacimiento entero 22.

La **Figura 5** muestra una realización alternativa del método de Pozo Escalonado (Inyección de Aire) de la presente invención, en donde cada uno de los segmentos verticales 8, 9 de los pozos horizontales correspondientes 1, 1' y 1 "y 2, 2' y 2" respectivamente, son perforados en el mismo lado 4 del yacimiento 22. Ventajosamente, como se discutió anteriormente, dicha configuración permite que la almohadilla de perforación para la perforación de pozos 1, 1' y 1" y 2, 2', y 2" permanezca en el mismo lado 4 del yacimiento 22, aumentando así la velocidad y la facilidad con la que los pozos 1, 1’ y 1” y 2, 2', y 2" pueden perforarse.

Cuando los segmentos verticales 8,9 de los pozos horizontales correspondiente 1, 1’ y 1” y 2, 2', y 2" respectivamente, se perforan en el mismo lado 4 del yacimiento 22 como se muestra en la Figura 5, para inyectar mejor y más uniformemente el gas oxidante en la formación 22 a través de los pozos horizontales 1, 1' y 1", y/o para recoger de manera más uniforme el petróleo en los pozos horizontales 2, 2', y 2", se prefiere utilizar el tubo 40 de la manera descrita a continuación.

De manera específica, en una primera realización que emplea el tubo 40, el tubo 40 se inserta en pozos de inyección horizontales superiores 1', 1", 1"’ de la **Figura 1** y en todos los pozos de inyección, si se desea. La **Figura 6** muestra una ejemplificación de dicho concepto utilizando tubos 40 en dos pozos de inyección adyacentes 1', 1". Dicho tubo 40 se extiende preferiblemente desde el talón 43 en la

parte vertical 8 de cada uno de los pozos 1', 1" a la punta 44 de cada uno de dichos pozos 1', 1". Se inyecta aire gaseoso "G" en el tubo 40, en donde el aire "G" fluye a partir de entonces en los pozos de inyección 1', 1" y, posteriormente a la junta que contiene petróleo 20 de la formación 22 a través de aberturas 24 en segmentos de revestimiento de pozo 30 como se muestra en la **Figura 6**. El petróleo caliente "O" fluye hacia las aberturas 24 en los revestimientos de pozo 30 del pozo productor 2', y posteriormente es producido hacia la superficie 24 (véase la **Figura 1**).

De manera alternativa, en una segunda realización alternativa que emplea una tubería 40, se inserta la tubería 40 en pozos de producción inferiores 2, 2", 2"', y 2"" de la **Figura 1** y en todos los pozos de inyección, si se desea. La **Figura 7** muestra una ejemplificación de este concepto utilizando una tubería 40 en un pozo de producción 2'. Dicho tubo 40 se extiende preferiblemente desde el talón 43 en la porción vertical 9 de la producción 2' hacia la porción de punta 44 del mismo, como se muestra en la **Figura 7**. El petróleo "**O**" se retira del punta 44 del pozo de producción 2' a través de la tubería 40, y el petróleo "O" entra en las aberturas 24 en los revestimientos de pozo 30 en el pozo de producción 2', y posteriormente es producido hacia la superficie 24 (véase **Figura 1**).

De manera alternativa, en lugar de utilizar la tubería 40 dentro del método de la presente invención para calentar de manera más uniforme el petróleo en la formación, impedir un cortocircuito entre pozos inyectores 1, 1', 1"', y pozos productores 2, 2', 2" y 2"', y por lo tanto recolectar de mejor manera el petróleo "O" en los pozos horizontales 2, 2' y 2 ", se contempla que el número o tamaño de las aberturas 24 en los revestimientos de pozo 30 en los pozos de producción 2, 2' , 2", incremente progresivamente del talón 42 a la punta 44.

De manera específica, la **Figura 8** muestra una realización de este tipo siendo utilizado en relación con un único pozo de producción 2', en donde el número de aberturas 24 en los revestimientos de pozo 30 en pozos de producción 2, 2', 2", se incrementa progresivamente desde el talón 42 a la punta 44.

La **Figura 9** muestra otra realización alternativa de dicho concepto que se utiliza en relación con un único pozo de producción 2’, en donde el tamaño de las aberturas 24 en los revestimientos de pozo 30 en pozos de producción 2, 2', 2", se incrementa progresivamente desde el talón 42 hasta la punta 44.

EJEMPLOS

Se llevó a cabo la simulación extensiva por computador de procesos para la recuperación de petróleo móvil utilizando el Simulador Térmico STARS™ 2010.12 proporcionada por el Grupo de Modelamiento por Computador, Calgary, Alberta, Canadá.

Las dimensiones de modelo utilizadas en los **Ejemplos comparativos 1-3** a continuación en número de bloques de cuadrícula eran 20x50x20 y los tamaños de bloque de rejilla fueron, respectivamente, 5.0 m, 5.0 m y 1.0 m, lo que resulta en el mismo volumen total del yacimiento en cada caso de 500.000 m^3 (es decir 100m x 250m x 20m).

El yacimiento de modelamiento utilizado en cada uno de los **Ejemplos comparativos 1-3** que se muestran a continuación, contenía bitumen a una temperatura elevada (54,4ºC) con alta permeabilidad de la roca.

En cada uno de los **Ejemplos comparativos 1-3** que se muestran a continuación, el número total de pozos utilizados para fines comparativos era el mismo.

De manera específica, para el método de Pozo Escalonado (Inyección de Aire), a saber, un método de la presente invención (**Ejemplo 1** a continuación), se emplearon un total de cinco pozos, a saber, 2,5 pozos de inyección 1, 1', y 1", y 2.5 pozos de producción 2, 2' y 2", teniendo en cuenta que el pozo de inyección 1 y el

pozo de producción 2", que aparecen al final de la rejilla de bloque 50a y 50e, respectivamente, se cuentan como medios-pozos.

Para la configuración y el método de Vapor Escalonado (por ejemplo, según la **Figura 1**, pero sin usar inyección de aire o combustión *in situ* -ver el **Ejemplo 2** más adelante), un total de cinco pozos que consisten de 2,5 pozos de inyección 1, 1', y 1", y 2.5 pozos de producción 2, 2' y 2", teniendo en cuenta de nuevo que el pozo de inyección 1 y el pozo de producción 2", que aparecen al final del bloque de rejilla 50a y 50e, respectivamente, se cuentan como medios-pozos.

Con respecto a la configuración / método de "pozos cruzados" como se muestra en la **Figura 10** (ver el Ejemplo 3, a continuación), se utilizó un total de cinco pozos similares, a saber, dos (2) pozos de inyección 1', 1", y tres (3) pozos de producción 2, 2', 2" y 2"', teniendo en cuenta que el pozo de producción 2 y el pozo de producción 2"", que aparecen cada uno en el extremo del bloque de la rejilla que se muestra en la **Figura 10** se cuentan como medios-pozos.

Con respecto a cada modelo comparativo descrito en los **Ejemplos 1-3** a continuación, cada modelo recibió una cantidad idéntica de inyección gaseosa, a saber, un total de 50.000 m^3/día, con los **Ejemplos 1 y 3** recibiendo inyección de aire, y el **Ejemplo 2** recibiendo inyección de vapor gaseoso.

Para simulaciones de combustión con aire las reacciones utilizadas:

1. 1.0 Petróleo → 0.42 Actualiza ($C_{16}H_{34}$) + 1.3375 CH_4 + 29.6992 Coque

2. 1.0 Petróleo + 13.24896 O_2 → 5,949792 H_2O + 6.0 CH_4 + 9,5 CO_2 + 0.5 CO/N_2 + 27.3423 Coque

3. 1.0 Coque + 1.2575 O_2 → 0.565 H_2O + 0,95 CO_2 + 0,05 CO/N_2

Con el fin de mejorar la eficiencia de barrido, la transmisibilidad de los pozos de producción de petróleo 2, 2', 2", y 2"' se varió monótonicamente desde 1.0 en la punta hasta 0.943 en el talón. En términos prácticos, como se describe en el

presente documento, dicha transmisibilidad disminuida del petróleo a lo largo de la longitud de un pozo de producción 2, 2', 2", y/o 2"" puede lograrse disminuyendo progresivamente ya sea el tamaño de la abertura 24, o el número de aberturas 24 de segmentos de revestimiento ranurado secuenciales 30 desde la punta 44 hasta el talón 42 de los pozos de producción 2, 2’, 2”, o 2”“(ver por ejemplo la **Figura 8** y la **Figura 9**, respectivamente).

Las propiedades adicionales de yacimiento para cada uno de los yacimientos 22 y los métodos comparativos de extracción de petróleo modelados en los **Ejemplos 1-3** a continuación se exponen en la Tabla 1:

Tabla 1. Propiedades del yacimiento, propiedades del petróleo y control del pozo.

Propiedades del Yacimiento		
Parámetro	Unidades	Valor
Espesor aprovechable	m	20
Porosidad	%	30
Saturación de Petróleo	%	80
Saturación de Agua	%	20
Fracción molar de Gas	fracción	0.263
Permeabilidad H.	mD	5000
Permeabilidad V.	mD	3400
Temperatura del yacimiento	°C	54.4
Presión del yacimiento	KPa	3000
Compresibilidad de la Roca	/kPa	$3,5 \times 10^{-5}$
Conductividad	J/m.d.C	$1,5 \times 10^{5}$
Capacidad térmica de la Roca	J/m^3-C	$2,35 \times 10^{6}$

Propiedades del Petróleo		
Densidad	Kg/m^3	1009
Viscosidad, petróleo crudo @ 20°C	cP (mPa.s)	77000
Viscosidad, in situ	cP (mPa.s)	1139
Peso molecular promedio del petróleo	UMA	598
Peso molecular promedio del actualizado	UMA	224
Fracción molar del Petróleo	Fracción	0,737
Compresibilidad	/kPa	$1,06 \times 10^3$
Los pozos se controlaron empleando los siguientes parámetros:		
Presión máxima de inyección de aire	kPa	7000
Longitud del pozo horizontal	M	500
Mínimo BHP productor	kPa	2600
Tasa total de inyección de aire o vapor	m^3/d	50000

<u>Ejemplo 1</u> - [*Método de Pozo Escalonado (inyección de aire)*]

Las **Figuras 1** y **4 (i) - (iii)** representan un método de recuperación de petróleo (utilizando inyección de aire y calentamiento por combustión in situ) de la presente invención, y, en particular, representan el método utilizado en el **Ejemplo 1** [Pozo Escalonado (Inyección de Aire)], utilizando un volumen total de inyección de aire de 50.000 m^3/d.

Para el Método de Pozo Escalonado (Inyección de Aire) que se muestra en la **Figura 1**, se perforaron 2.5 pozos de inyección 1, 1' y 1" y 2.5 pozos de producción de 2, 2' y 2' como parte de bloques de la cuadrícula 50a-50e, de manera simultánea, dando un total de cinco pozos. El espesor del yacimiento 'a' era 20 m y el desfase de pozo 'c' fue de 50m para cada bloque de cuadricula 50a-50o. Las tasas de inyección de aire eran 10.000 m^3/d para el pozo 1 y 20000 m^3/d para cada uno de los inyectores 1' y 1", para un total de 50.000 m^3/d para el patrón de bloqueo de rejilla 50a-50e.

Un resumen de los resultados, a saber, el factor de recuperación de petróleo con el tiempo (1825 días = 5 años) para el Ejemplo 1, se muestra en la **Figura 11** como la línea 'X'.

Ejemplo 2 - [Método de Pozos Cruzados]

La **Figura 10** muestra un método alternativo de recuperación de petróleo a partir de un yacimiento subterráneo 22, que no es el objeto de esta solicitud, sino el de otra solicitud de patente del inventor (en adelante, el método de "pozos cruzados").

En el método de pozos cruzados representado en la **Figura 10**, los pozos inyectores 1, 1' están dispuestos perpendicularmente a los pozos de recolección horizontales 2, 2', 2", y 2"'. De manera específica en este método de pozos cruzados, los pozos de inyección horizontales paralelos 1, 1' se ubican en la parte superior del yacimiento 22, y los pozos de producción horizontales paralelos 2, 2', 2", y 2"" se ubican en la parte inferior del yacimiento 22 de manera perpendicular a los pozos de inyección 1, 1'. El pozo de Inyección Horizontal 1' se encuentra a una distancia 'q' (25 m) del borde frontal del modelo y el pozo de inyección 1 se encuentra a una distancia 'q' de la parte trasera del yacimiento 22, a saber, con inyectores 1, 1' separados por una distancia '2q'. La longitud del pozo es "b". El espaciamiento de los pozos productores horizontales es "c", para un volumen total de la red de bloques de 500.000 m^3.

La tasa de inyección de aire en los pozos de inyección superiores 1, 1' fue 50.000 m^3/d, dividido en partes iguales entre los pozos inyectores 1, 1'. El aire se inyectó de manera continua y el petróleo, el agua y el gas se produjeron continuamente a partir de los pozos inferiores 2, 2', 2" y 2"".

Un resumen de los resultados, a saber, el Factor de Recuperación de Petróleo con el tiempo (1825 días = 5 años) para el **Ejemplo 2**, se muestra en la **Figura 11** como la línea 'Y'.

Ejemplo 3 - [Método de Vapor Escalonado]

El **Ejemplo 3** (método de la **Figura 1**, pero con inyección de vapor caliente en lugar de inyección de aire y que no empleen la combustión *in situ*) no es parte de la presente invención, y sólo se proporciona para ilustrar la eficiencia comparativa con otros métodos de recuperación de petróleo (por ejemplo, el **Ejemplo 1** y el **Ejemplo** 2).

El vapor saturado se inyectó continuamente a una velocidad de 150, 300 y 300 m^3/d (equivalente en agua-para un total de 50000 m^3/d equivalente gaseoso) en los pozos de inyección 1, 1' y 1", respectivamente, mientras que los pozos de producción 2, 2' y 2" estaban abiertos a la producción.

Un resumen de los resultados del método de Vapor Escalonado, que muestra el Factor de Recuperación de Petróleo con el tiempo (1825 días = 5 años) para el **Ejemplo 3**, se muestra en la **Figura 11** como línea 'Y'.

COMPARACIÓN Y VENTAJAS DEMOSTRADAS

Comparando las líneas 'Y' (pozos cruzados) y la línea "X" [la presente invención, Pozos Escalonados (Inyección de Aire)] es evidente que en cualquier momento seleccionado la recuperación de petróleo es mayor con la presente invención.

Al comparar la línea "Z" (inyección de Vapor Escalonado) con la línea "X" de la presente invención [Pozo Escalonado (Inyección de Aire)] el beneficio de una mayor tasa inicial de petróleo es incluso mayor con la presente invención.

Los mayores Factores de Recuperación de Petróleo en 2,4 años y 5,0 años de la presente invención (línea "X") muestran la importante ventaja financiera de la presente invención teniendo en cuenta el retorno más rápido de la inversión en forma de una mayor y más temprana recuperación de petróleo. Además, con una relación más baja Aire/Petróleo que el método de inyección de vapor (Ejemplo 3), la presente invención (Ejemplo 1) implica menores costos de compresión de aire. Debido a la ineficiencia térmica de los procesos de vapor, el proceso de Vapor Escalonado no es competitivo.

Tabla 2. Factores de recuperación de petróleo y requerimientos energéticos.

Disposición de Pozo	Línea	Factor de recuperación de Petróleo, % 2.4 años (874 días)	Petróleo Acumulado 5 años, km^3 (1827 días)	Factor de recuperación de Petróleo a 5 años, %	Relación Aire/Petróleo Acumulado	Costo Energético Relativo
Pozos Cruzados* (**Ejemplo 2** y **Figura 10**)*	“Y”	49.9	93.3	80.0	980	1.0
Inyección de Vapor Escalonad	“Z”	40.7	98.2	82.7	N/A	2.2 – 4.4

o* (**Ejemplo 3** y **Figura 1**)						
Pozos Escalonados (Inyección de Aire) (**Ejemplo 1** y **Figura 1**)	“X”	56.5	98.2	81.2	866	1.0

*No hace parte de la invención que aquí se reclama

El alcance de las reivindicaciones no debe limitarse a las realizaciones preferidas establecidas en los ejemplos anteriores, pero se debe darles la interpretación más amplia consistente con la descripción como un todo, y las reivindicaciones no han de limitarse a las realizaciones preferidas o ejemplificados de la invención.

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO
DIVISIÓN DE NUEVAS CREACIONES
EXTRACTO PARA PUBLICACIÓN
SOLICITUD DE PATENTE DE INVENCIÓN PCT

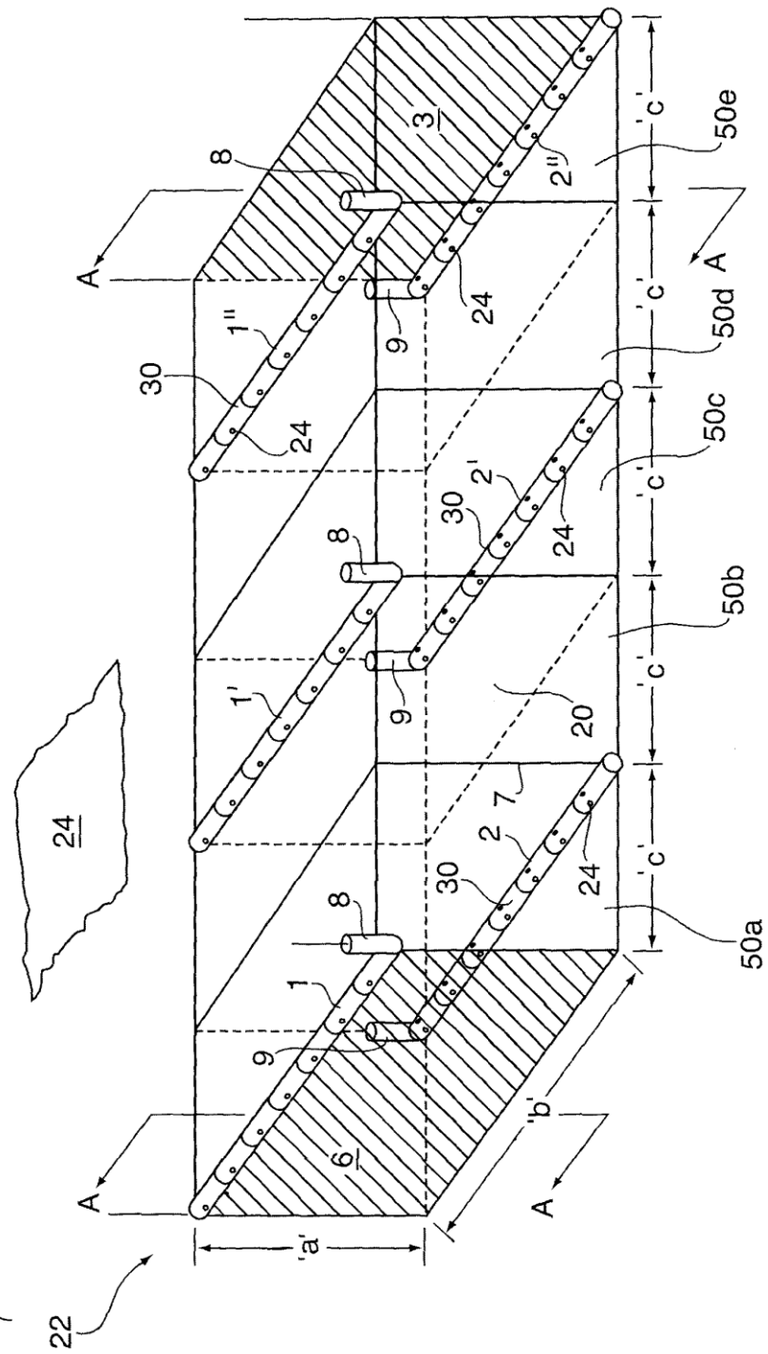
(21) No. de solicitud: (22) Fecha de solicitud: 30-05-14 (30) Prioridad (31) ***No. Prioridad*** PCT/CA2011/001309 (32) ***Fecha*** 25-11-11 (33) ***País*** CA	(51) Int Cl: E21B 43/243 (71) Solicitante(s): **ARCHON TECHNOLOGIES LTD.** (72) Inventor(es): AYASSE, Conrad. (74) Apoderado: **ALICIA LLOREDA RICAURTE**
(85) Fecha límite inicio fase nacional: 25-06-14 (86) Datos relativos a la presentación de la solicitud PCT Fecha de presentación de la solicitud: *25-11-11* No. de solicitud: ***PCT/CA2011/001309***	(87) Publicación internacional Fecha: ***30-05-13*** No. publicación: ***WO 2013/075207 A1***
(54) Titulo: **"PROCESO DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO EN POZO HORIZONTAL ESCALONADO"**	

Resumen - Reivindicación(es):

Resumen:

Un proceso de combustión in situ que implica la producción simultánea de petróleo y gases de combustión que combina accionamiento de fluido, segregación de fases por gravedad y drenaje por gravedad para producir hidrocarburos a partir de una formación subterránea que contiene petróleo, que comprende inyectar inicialmente un gas a través de un par de pozos horizontales ubicados en lo alto de la formación y producir gas de combustión y petróleo a través de pozos horizontales paralelos y desplazados lateralmente ubicados abajo en la formación en el intermedio del par de pozos horizontales ubicados en lo alto de la formación.

SECTOR: Ingeniería de petróleos.



22
24
A
A
A
A
'a'
'b'
'c'
'c'
'c'
'c'
'c'
1
1'
1''
2
2'
2''
3
6
7
8
8
8
9
9
9
20
24
24
24
24
30
30
30
50a
50b
50c
50d
50e

Fig. 1

Fig. 2

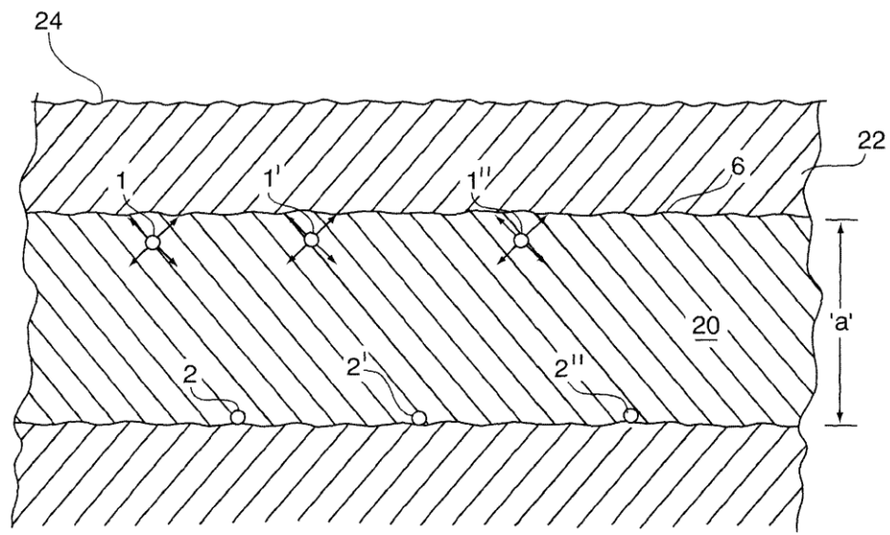


Fig. 3

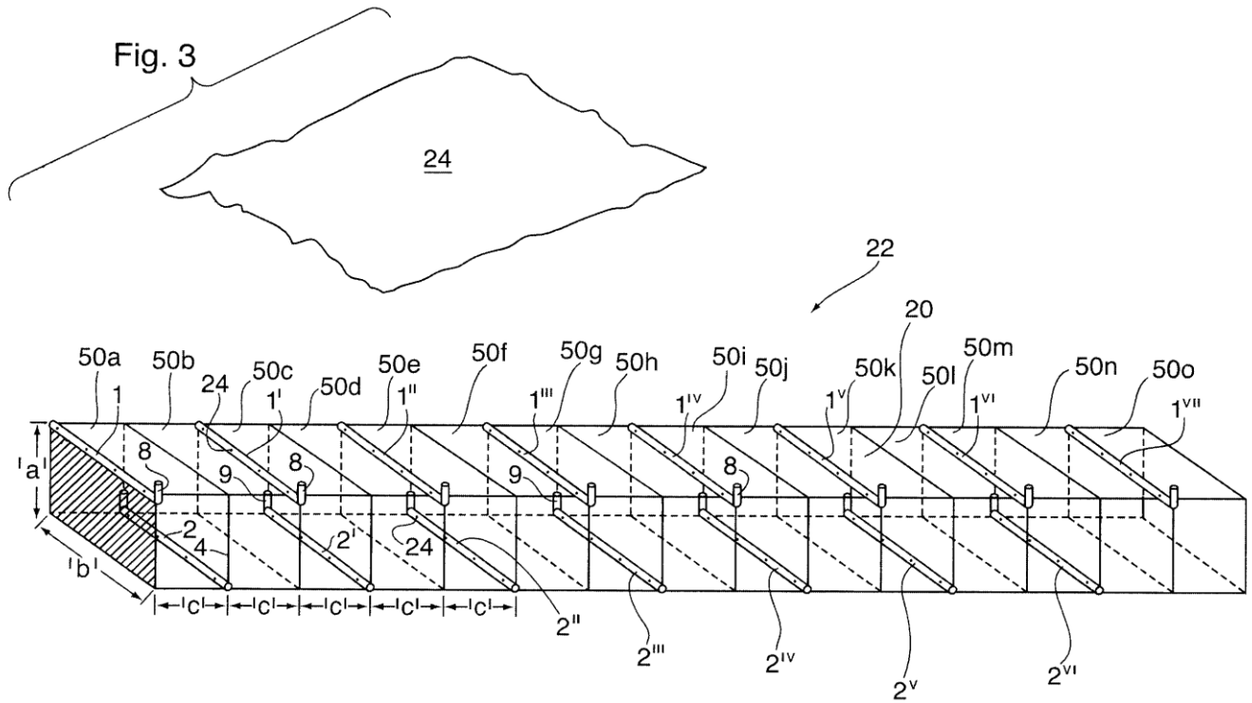

24
22
20
50a
50b
24
50c
50d
50e
50f
50g
50h
50i
50j
50k
50l
50m
50n
50o
1
1'
1''
1'''
1^IV
1^V
1^VI
1^VII
8
9
2
4
2'
2''
2'''
2^IV
2^V
2^VI
'a'
'b'
'c'

Fig. 4 (i)

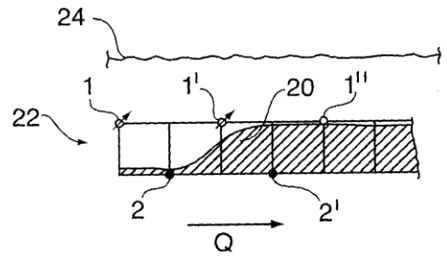


Fig. 4 (ii)

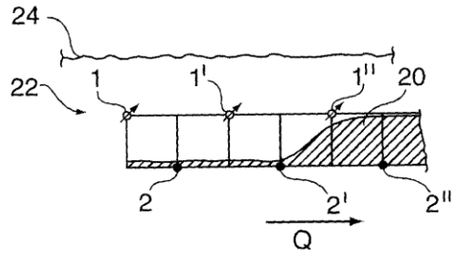
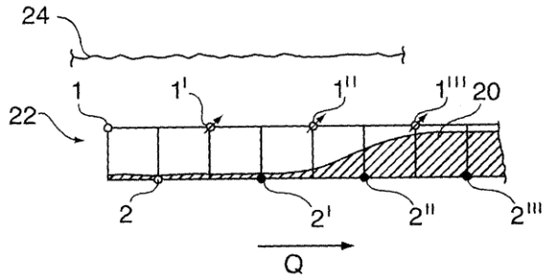


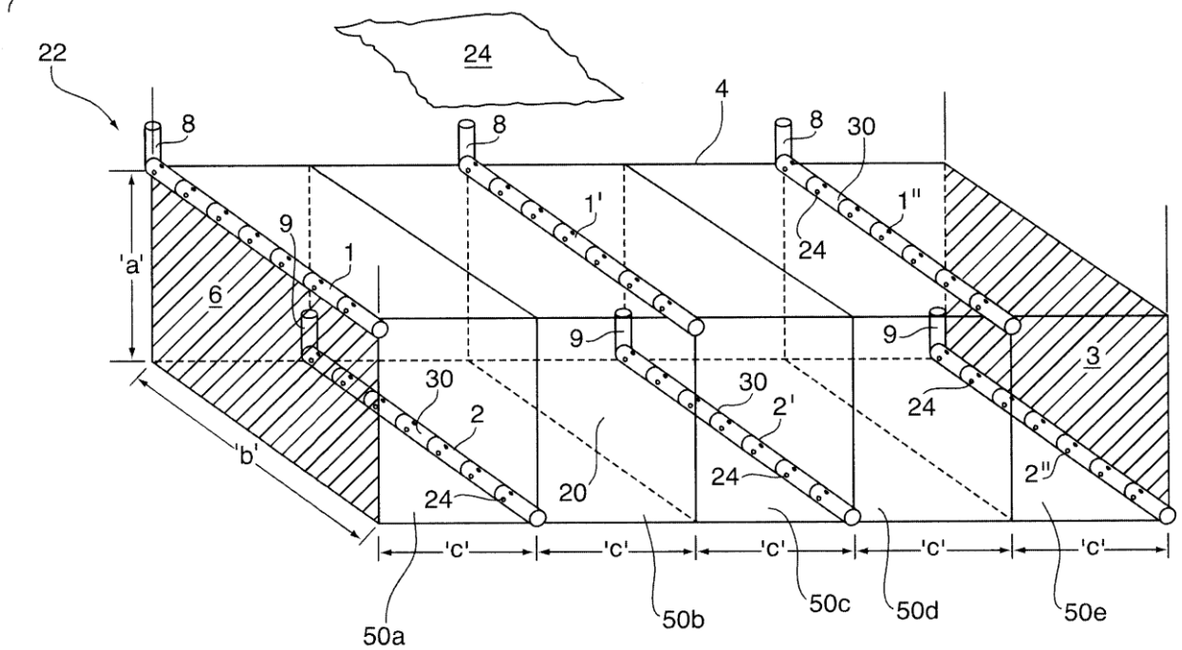
Fig. 4 (iii)



Leyenda

- Pozo inyector activo
- Pozo de producción activo
- Pozo Inactivo

Fig. 5


22
24
8
8
8
4
30
1'
1"
9
1
'a'
6
24
9
9
3
30
30
2
2'
24
'b'
24
20
24
2"
'c'
'c'
'c'
'c'
'c'
50a
50b
50c
50d
50e

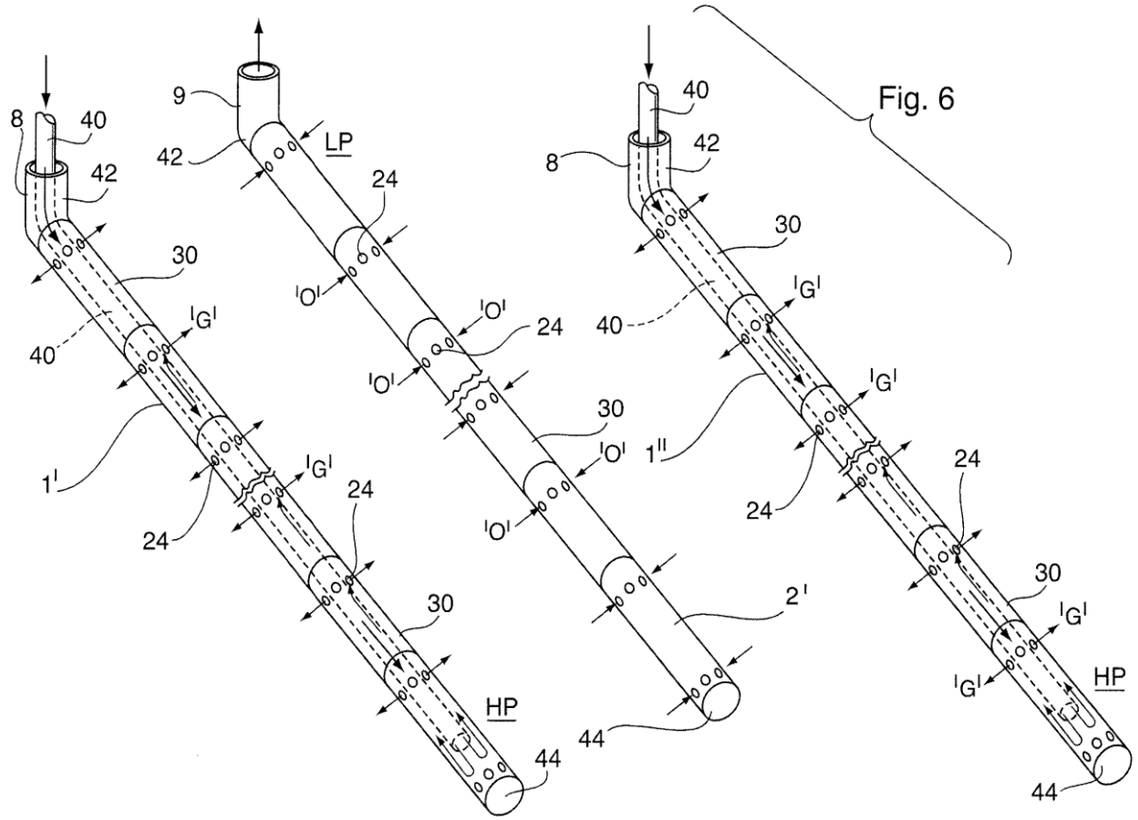

8
40
42
30
40
'G'
1'
24
'G'
24
30
HP
44
9
42
LP
24
'O'
'O'
24
'O'
30
'O'
'O'
2'
44
40
8
42
30
'G'
40
'G'
1''
24
24
30
'G'
'G'
HP
44

Fig. 6

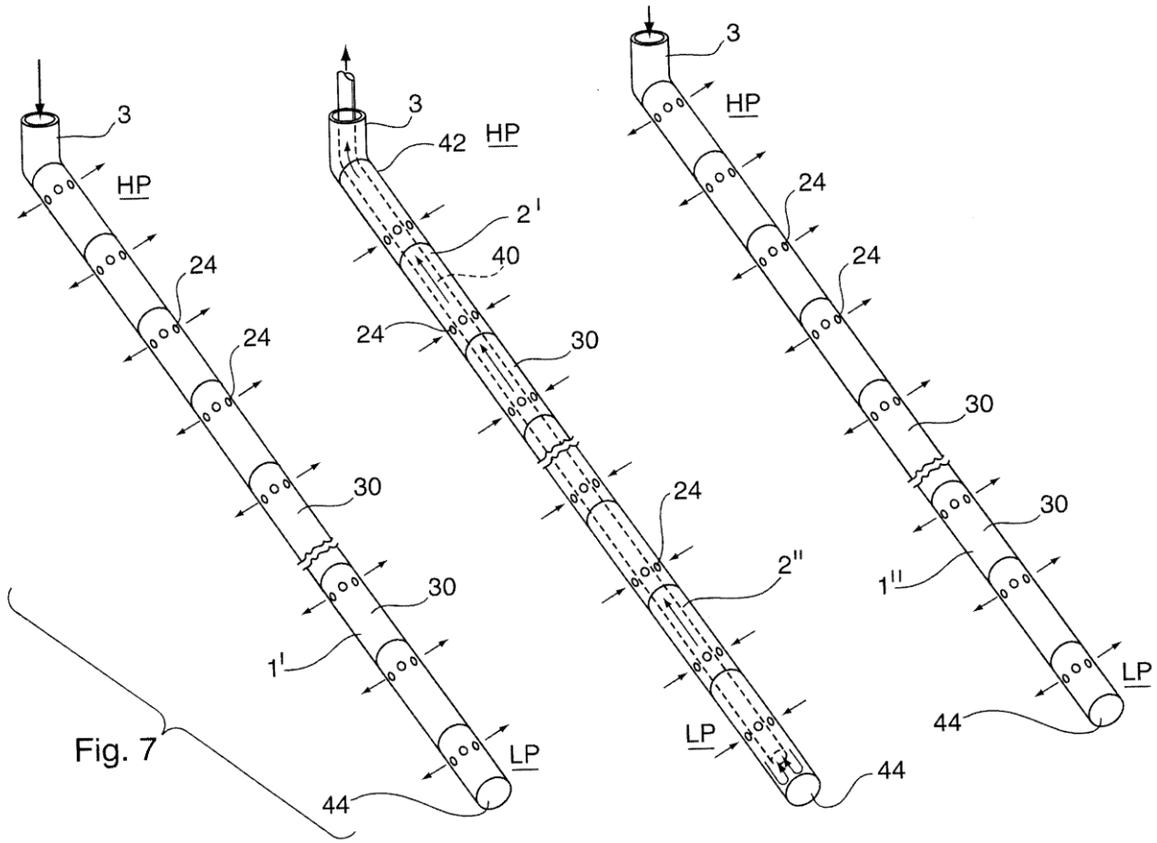

3
HP
24
24
30
30
1'
LP
44
3
42
HP
2'
40
24
30
24
2"
LP
44
3
HP
24
24
30
30
1"
LP
44

Fig. 7

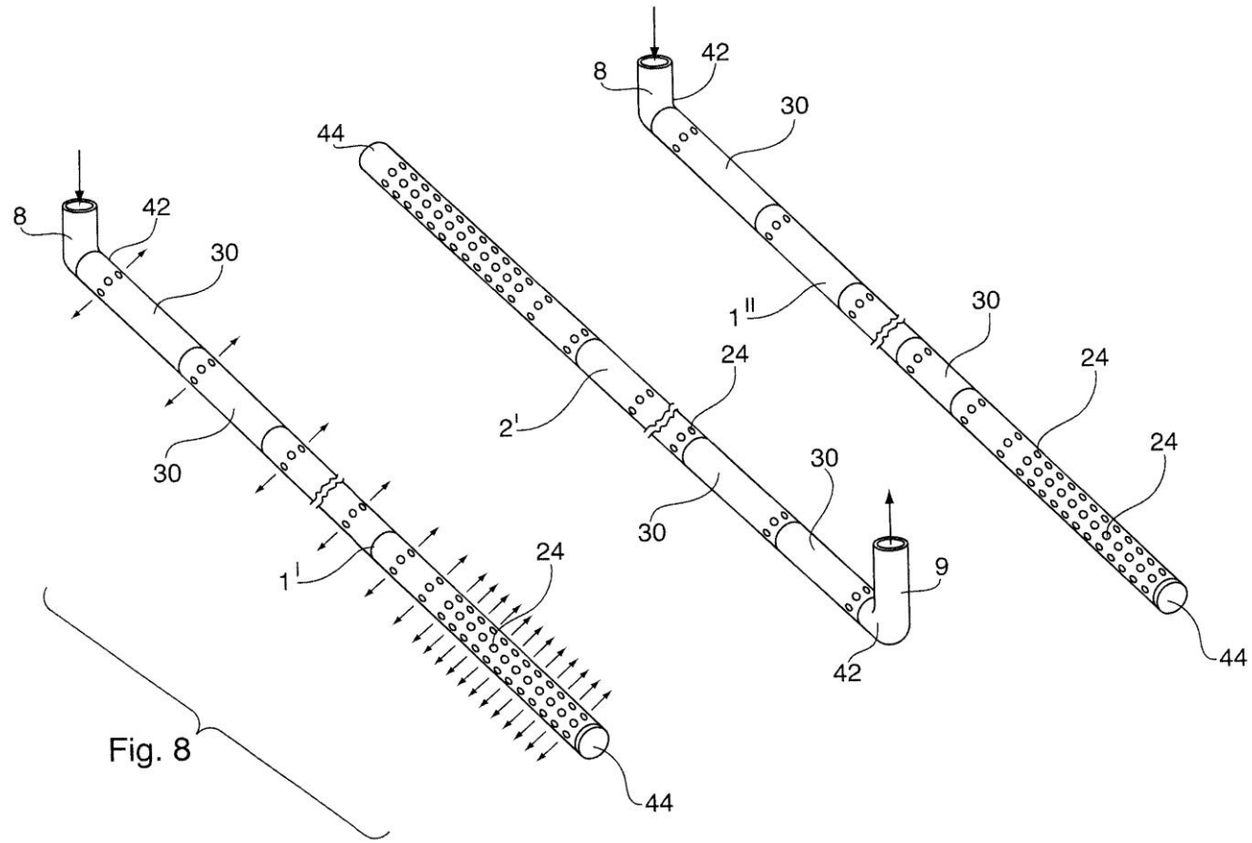


Fig. 8

Fig. 9

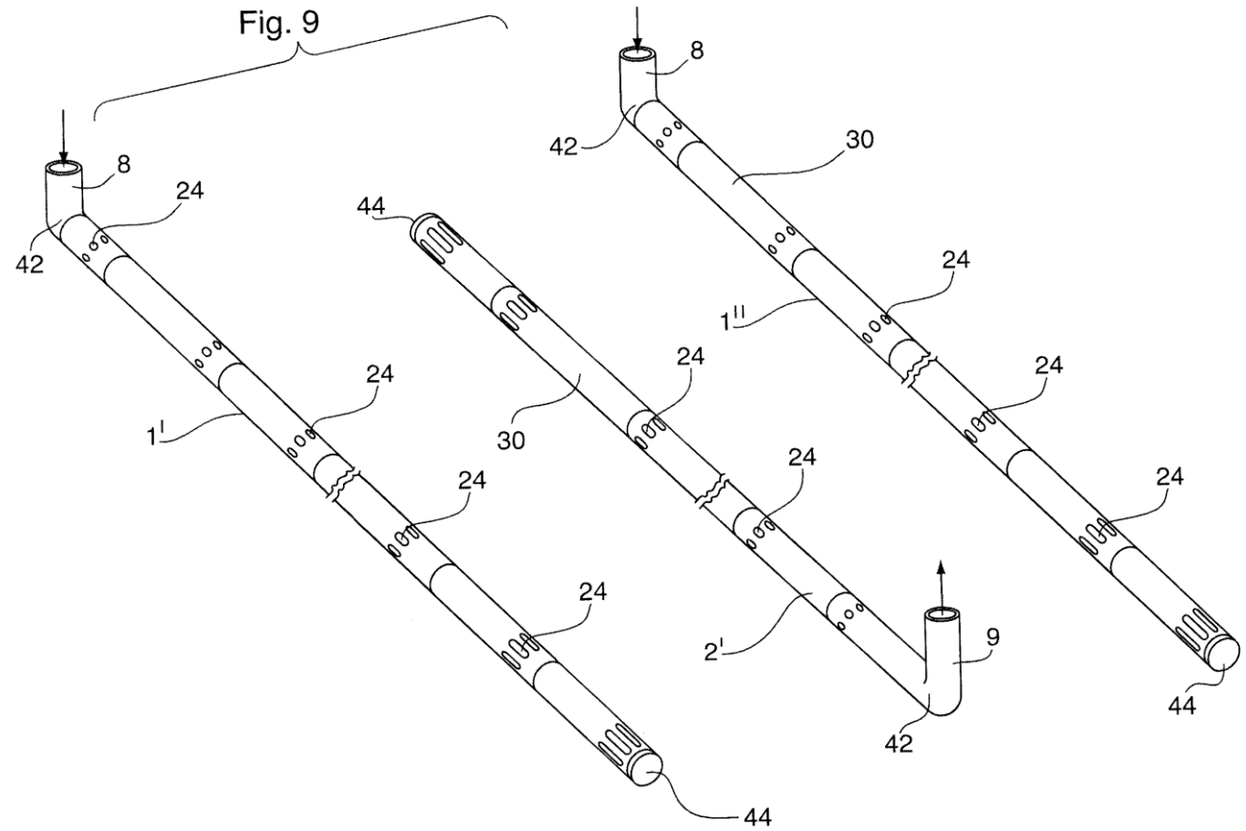


Fig. 10

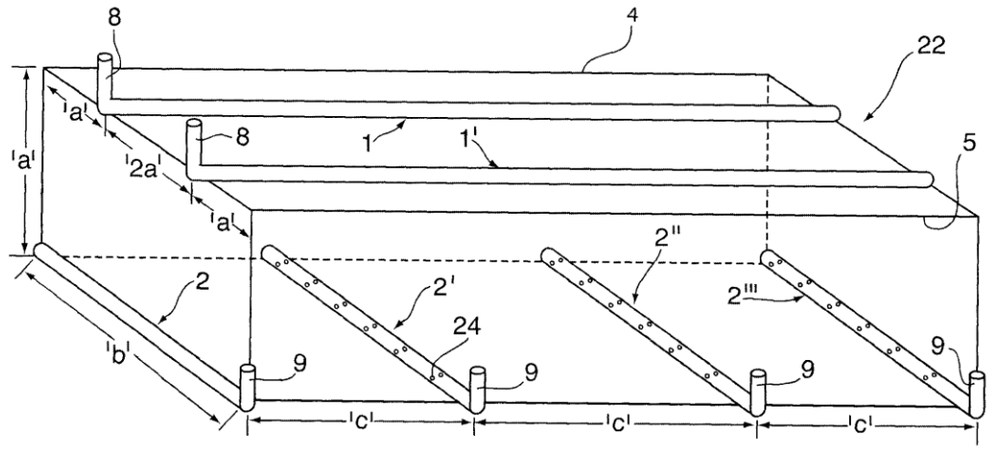
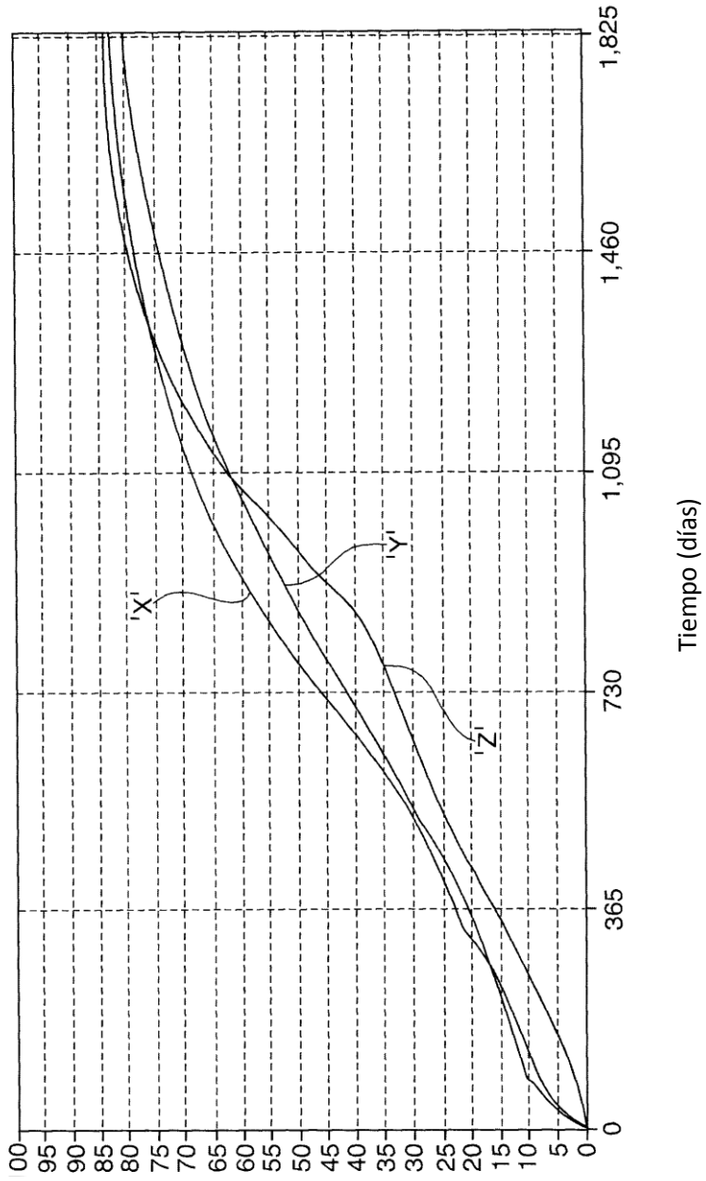


Fig. 11



Factor de recuperación de petróleo SCTR

PATENT COOPERATION TREATY

From the
INTERNATIONAL SEARCHING AUTHORITY

To:
GOWLING LAFLEUR HENDERSON LLP
Suite 1400
700 - 2nd Street, S.W.
CALGARY, Alberta
Canada, T2P 4V5

PCT

WRITTEN OPINION OF THE
INTERNATIONAL SEARCHING AUTHORITY

(PCT Rule 43*bis*.1)

Date of mailing *(day month year)* 27 July 2012 (27-07-2012)

Applicant's or agent's file reference
A8121653WO

FOR FURTHER ACTION
See paragraph 2 below

International application No.	International filing date *(day month year)*	Priority date *(day month year)*
PCT/CA2011/001309	25 November 2011 (25-11-2011)	

International Patent Classification (IPC) or both national classification and IPC
IPC: ***E21B 43/243*** (2006.01), ***E21B 43/24*** (2006.01), ***E21B 43/30*** (2006.01)

Applicant
ARCHON TECHNOLOGIES LTD. ET AL

1. This opinion contains indications relating to the following items :

[X]	Box No. I	Basis of the opinion
[ ]	Box No. II	Priority
[ ]	Box No. III	Non-establishment of opinion with regard to novelty, inventive step and industrial applicability
[ ]	Box No. IV	Lack of unity of invention
[X]	Box No. V	Reasoned statement under Rule 43*bis*.1(a)(i) with regard to novelty, inventive step or industrial applicability; citations and explanations supporting such statement
[ ]	Box No. VI	Certain documents cited
[ ]	Box No. VII	Certain defects in the international application
[ ]	Box No. VIII	Certain observations on the international application

2. **FURTHER ACTION**
If a demand for international preliminary examination is made, this opinion will be considered to be a written opinion of the International Preliminary Examining Authority ("IPEA") except that this does not apply where the applicant chooses an Authority other than this one to be the IPEA and the chosen IPEA has notified the International Bureau under Rule 66.1*bis*(b) that written opinions of this International Searching Authority will not be so considered.

If this opinion is, as provided above, considered to be a written opinion of the IPEA, the applicant is invited to submit to the IPEA a written reply together, where appropriate, with amendments, before the expiration of 3 months from the date of mailing of Form PCT/ISA/220 or before the expiration of 22 months from the priority date, whichever expires later.

For further options, see Form PCT/ISA/220.

3. For further details, see notes to Form PCT/ISA/220.

Name and mailing address of the ISA/CA	Date of completion of this opinion	Authorized officer
Canadian Intellectual Property Office Place du Portage I, C114 - 1st Floor, Box PCT 50 Victoria Street Gatineau, Quebec K1A 0C9 Facsimile No.: 001-819-953-2476	25 July 2012 (25-07-2012) 25 July 2012 (25-07-2012)	Christian Opris (819) 934-4264

WRITTEN OPINION OF THE INTERNATIONAL SEARCHING AUTHORITY

International application No.
PCT/CA2011/001309

Box No. I **Basis of this opinion**

1. With regard to the **language**, this opinion has been established on the basis of:

   [X] the international application in the language in which it was filed

   [ ] a translation of the international application into , which is the language of a translation furnished for the purposes of international search (Rules 12.3(a) and 23.1(b)).

2. [ ] This opinion has been established taking into account the **rectification of an obvious mistake** authorized by or notified to this Authority under Rule 91 (Rule 43*bis*.1(a))

3. With regard to any **nucleotide and/or amino acid sequence** disclosed in the international application, this opinion has been established on the basis of a sequence listing filed or furnished:

   a. (means)

      [ ] on paper

      [ ] in electronic form

   b. (time)

      [ ] the international application as filed.

      [ ] together with the international application in electronic form

      [ ] subsequently to this Authority for the purposes of search

4. [ ] In addition, in the case that more than one version or copy of a sequence listing has been filed or furnished, the required statements that the information in the subsequent or additional copies is identical to that in the application as filed or does not go beyond the application as filed, as appropriate, were furnished.

5. Additional comments :

Box No. V **Reasoned statement under Rule 43*bis*.1(a)(i) with regard to novelty, inventive step or industrial applicability; citations and explanations supporting such statement**

1. Statement

Novelty (N)	Claims	1-17	YES
	Claims	NONE	NO
Inventive step (IS)	Claims	1-17	YES
	Claims	NONE	NO
Industrial applicability (IA)	Claims	1-17	YES
	Claims	NONE	NO

2. Citations and explanations :

D1: US 5273111 A (BRANNAN, G. O. et al.) 28 December 1993 (28-12-1993)
D2: US 2008/0264635 A1 (CHHINA, H. S. et al.) 30 October 2008 (30-10-2008)

Novelty (N)

The application is directed to a method of recovering oil using in-situ combustion to simultaneously use in-situ heating and produce along an entire length of a production well. The method uses an array of upper horizontal injection wells for injecting oxidizing gas through apertures and lower, intermediate (between the injection wells) production wells. Most prior art in-situ combustion methods involve vertical injection wells for a progression of a front along the length of the horizontal production well and perpendicular to it, which does not allow production simultaneously along the entire length of a production well, as the combustion front progresses along the length. The method of the application employs a similar well set-up to D1, which uses fluid injection , but uses the pattern for in-situ combustion and line drive.

D1 discloses a hydrocarbon recovery method using an array of pairs of offset top and bottom wells. The upper wells (2a-c) are injection wells and the lower wells (4a,b) are production wells. The aim is to use the combined effects of gravity drainage and sweep efficiency. Fluid is injected in the upper wells to improve the mobility of the hydrocarbon; fluids can be steam, heated gases , liquids. There is no mention of in situ combustion.

D2 discloses a method of in-situ combustion using horizontal well pairs comprising horizontal injection wells (13, 19, 23) placed higher in the formation and horizontal production wells (15, 17, 21) placed lower in the formation. Wells (13, 23) are used as combustion gas production wells during in-situ combustion and injection well (19) is used to inject oxidizing gas. Wells (15, 17, 21) are used for production.

Claims 1-17 are novel as per PCT Article 33(2), since no single prior art document discloses the subject matter defined in claims 1-17.

Inventive Step (IS)

As mentioned above, D1 discloses a similar pattern of wells, and D2 discloses in-situ combustion using horizontal pairs of wells. However, D1 does not mention in-situ combustion and in D2 the pairs of wells are placed directly one above another, without offset. Even when combining the teachings of D1 and D2, a person skilled in the art does not obtain the subject matter defined in claims 1-17, since the pattern of wells in D2 is used for in-situ combustion in a specific way, which is different from the method of claims 1-17. In claims 1-17, each of the top injection wells are used for injection of oxidizing gas, whereas in D2, only the central well (19) is used for injection of oxidizing gas; the wells to each side of the central well (19) are used as vent wells for combustion gases (wells 13, 23). Therefore, claims 1-17 are inventive as per PCT Article 33(3).

Industrial Applicability (IA)

Claims 1-17 define subject matter that has industrial applicability as per PCT Article 33(4).

ANEXO

El documento que acredita la calidad de REPRESENTANTES LEGALES en Bogotá de los doctores **ALICIA LLOREDA** y/o **GUSTAVO TAMAYO** y/o **IGNACIO SANTAMARIA** y/o **ENRIQUE ALVAREZ** para TODOS LOS ASUNTOS RELACIONADOS CON LA PROPIEDAD INDUSTRIAL de la sociedad peticionaria, que faculta a cada uno de dichos abogados para actuar individualmente, se está presentando con esta solicitud. En consecuencia, ruego a usted reconocer la personería de cada uno de dichos Representantes Legales para actuar dentro del presente expediente, a fin de que cualquiera de ellos pueda intervenir en cualquier tiempo respecto de la solicitud en él contenida.

ALICIA LLOREDA RICAURTE

T.P. No. 53.215

TRADUCCION OFICIAL No. 2010-03-10-1108

DE UN DOCUMENTO ESCRITO EN INGLES

Poder de Representación Legal, documento escrito en inglés y en español.

Certificación Notarial (Sociedad), documento escrito en inglés y en español.

Consularización No. 067 del documento ante la Embajada de Colombia en Ottawa, Canadá.

El Departamento de Asuntos Extranjeros y Comercio Internacional ha autenticado debidamente la firma anterior de: (ilegible)
Autenticada por el Viceministro de Asuntos Extranjeros por:
(firma: ilegible) / Valerie Tailleur
Ottawa Canadá

Legalización 2010 MAR – 9 A 1:40 011294 ante el Ministerio de Relaciones Exteriores.

TRADUCTORA OFICIAL
RES. 2177/89 MINJUSTICIA

ANITA ESCOBAR DE TAMAYO

CERTIFICADO NOTARIAL

CANADA	)	**A TODOS AQUELLOS A QUIENES LOS**
PROVINCIA DE ALBERTA	)	**PRESENTES LLEGAREN, SEAN VISTOS**
A SABER:	)	**O CONOCIDOS**

Yo, D. Doak Horne, un Notario Público en y para la Provincia de Alberta, por Autoridad Real, debidamente nombrado, residente en la Ciudad de Calgary, en dicha Provincia,

CERTIFICO Y TESTIFICO que el documento adjunto, a saber una Copia Certificada de un Certificado de Constitución de Archon Technologies Ltd. es una reproducción exacta de los documentos contenidos dentro de los registros oficiales del Registro Corporativo en Alberta.

EN TESTIMONIO DE LO CUAL, he suscrito mi nombre y colocado mi Sello de Oficina Notarial en Calgary este día 12 de febrero de 2010.

(firma: ilegible)
D. Doak Horne
Un Notario Público en y para la Provincia de Alberta

Consularización No. 069 del documento ante el Consulado General de Colombia en Ottawa, Canadá.

El Departamento de Asuntos Extranjeros y Comercio Internacional ha autenticado debidamente la firma anterior de: (ilegible)
Autenticada por el Viceministro de Asuntos Extranjeros por:
(firma: ilegible) / Valerie Tailleur
Ottawa Canadá

Legalización 2010 MAR - 9 A 1:40 011295 ante el Ministerio de Relaciones Exteriores.

TRADUCTORA OFICIAL
RES. 2177/89 MINJUSTICIA

ANITA ESCOBAR DE TAMAYO

Copia Certificada

NUMERO DE ACCESO CORPORATIVO: 2010572762

Alberta

LEY DE SOCIEDADES DE NEGOCIOS

CERTIFICADO

DE

CONSTITUCION

ARCHON TECHNOLOGIES LTD.

FUE CONSTITUIDA EN ALBERTA EL 2003/07/16

REGISTRADOR DE SOCIEDADES

CERTIFICADO NOTARIAL

CANADA	)	**A TODOS AQUELLOS A QUIENES LOS**
PROVINCIA DE ALBERTA	)	**PRESENTES LLEGAREN, SEAN VISTOS**
A SABER:	)	**O CONOCIDOS**

Yo, D. Doak Horne, un Notario Público en y para la Provincia de Alberta, por Autoridad Real, debidamente nombrado, residente en la Ciudad de Calgary, en dicha Provincia,

CERTIFICO Y TESTIFICO que el documento adjunto, a saber un Certificado de Estado de Archon Technologies Ltd. es una reproducción exacta de los documentos contenidos dentro de los registros oficiales del Registro Corporativo en Alberta.

EN TESTIMONIO DE LO CUAL, he suscrito mi nombre y colocado mi Sello de Oficina Notarial en Calgary este día 12 de febrero de 2010.

(firma: ilegible)
D. Doak Horne
Un Notario Público en y para la Provincia de Alberta

Consularización No. 068 del documento ante la Embajada de Colombia en Ottawa, Canadá.

El Departamento de Asuntos Extranjeros y Comercio Internacional ha autenticado debidamente la firma anterior de: (ilegible)
Autenticada por el Viceministro de Asuntos Extranjeros por:
(firma: ilegible) / Valerie Tailleur
Ottawa Canadá

Legalización 2010 MAR – 9 A 1:44 011298 ante el Ministerio de Relaciones Exteriores.

TRADUCTORA OFICIAL
RES. 2177/89 MINJUSTICIA

ANITA ESCOBAR DE TAMAYO

Alberta

Numero de Acceso Corporativo
2010572762

CERTIFICADO DE ESTADO

Formato 32

CERTIFICO QUE DE CONFORMIDAD CON LOS REGISTROS OFICIALES DEL REGISTRO CORPORATIVO

ARCHON TECHNOLOGIES LTD.
CONSTITUIDA EN ALBERTA EL 2003/07/16
ES DESDE ESTA FECHA UNA SOCIEDAD VALIDA Y SUBSISTENTE.

DADO BAJO MI SELLO DE OFICINA EN LA PROVINCIA DE ALBERTA.

FECHADO: 2010/02/12

REGISTRADOR DE SOCIEDADES

Traducido según mi mejor saber y entender, este día 10 de marzo de 2010, en la ciudad de Bogotá, D.C., por Anita Escobar de Tamayo, Traductora Oficial, Res. 2177 del 15 de agosto de 1989, Ministerio de Justicia, República de Colombia.

TRADUCTORA OFICIAL
RES. 2177/89 MINJUSTICIA
ANITA ESCOBAR DE TAMAYO

Los abajo firmados, Archon Technologies Ltd.

con domicilio en 1900, 111 - 5th Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 3Y6
Canadá

nombramos por el presente a ALICIA LLOREDA y/o GUSTAVO TAMAYO y/o IGNACIO SANTAMARIA y/o ENRIQUE ALVAREZ, domiciliados en Bogotá, Colombia, con oficinas en dicha ciudad, Calle 72 No. 5-83, piso 6o., nuestros representantes legales y verdaderos en Bogotá, con facultades para recibir notificaciones y nombrar apoderados judiciales o extrajudiciales, con el fin de dar cumplimiento al parágrafo 1o. del artículo 543 del decreto 410 de 1971.

Los doctores ALICIA LLOREDA y/o GUSTAVO TAMAYO y/o IGNACIO SANTAMARIA y/o ENRIQUE ALVAREZ, o los apoderados que cualquiera de ellos designe, quedan especialmente facultados para representarnos ante las autoridades colombianas, administrativas, judiciales o de policía, en todos los trámites relativos a la propiedad industrial, a cuyo efecto les facultamos para dar ante dichas autoridades todos los pasos necesarios al objeto indicado; elevar solicitudes, declaraciones, reclamos, recursos y presentar desistimientos; formular descripciones, enmiendas, limitar el alcance de las solicitudes, presentar oposiciones y apelaciones; instaurar cancelaciones, renunciar total o parcialmente a los registros, abonar todos los impuestos y cuotas y efectuar todo otro pago determinado por la ley; recibir todos los documentos y valores, dando el descargo respectivo; llenar cualesquiera otros requisitos y tomar, en fin, todas las medidas que creyeren conducentes al resguardo de nuestros intereses; y en caso de producirse oposición, pasando los antecedentes a los tribunales, quedan facultados para tomar intervención como demandantes o demandados ante los jueces que sean competentes, pudiendo transar, someter a árbitros, desistir, percibir y apelar, con todas las demás facultades que resulten necesarias, y por el presente declaramos desde ahora válido y bueno cuanto dichos representantes y/o los apoderados que cualquiera de ellos nombre hicieren en nuestro beneficio.

Asimismo, facultamos a los doctores ALICIA LLOREDA y/o GUSTAVO TAMAYO y/o IGNACIO SANTAMARIA y/o ENRIQUE ALVAREZ, para solicitar en la Oficina de Propiedad Industrial la protocolización de este documento y de cualquier poder que cualquiera de ellos otorgue a nombre nuestro.

Dado y firmado

The undersigned, Archon Technologies Ltd.

domiciled at 1900, 111 - 5th Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 3Y6
CANADA

hereby appoint, ALICIA LLOREDA and/or GUSTAVO TAMAYO and/or IGNACIO SANTAMARIA and/or ENRIQUE ALVAREZ, of Bogota, Colombia, with offices in said town, Calle 72 No. 5-83, Sixth Floor, our true and legal representatives in Bogotá, with power to receive notifications and to appoint judicial or extrajudicial agents, so as to comply with paragraph 1o. of article 543 of decree 410 of 1971.

Doctors ALICIA LLOREDA and/or GUSTAVO TAMAYO and/or IGNACIO SANTAMARIA and/or ENRIQUE ALVAREZ, or the agents by any one of them appointed, are especially empowered to represent us before the administrative, judicial or police authorities of Colombia, in all proceedings pertaining to industrial property, for which purpose we authorize them to take before the said authorities all the necessary steps for the said end; to file petitions, declarations, claims, recourses and withdrawals, to draw up specifications; to file amendments, to limit the scope of applications, file oppositions; file cancellations total or partially waive registrations, to pay all installments and effect all other payments prescribed by law; to receive proper receipts, to comply with all other requirements and, in short, to take all those measures which they may deem fit for the protection of our interests; and in case of opposition, where the proceedings be passed over to the courts, we authorize said agents to act on our behalf, as complainants as well as defendants, before the competent judges, with full powers to make arrangements, to submit to arbitrators, to desist, to collect, to appeal and, in short, with all such further powers as may be required, and we hereby declare from now on as valid and good all that said representatives and/or the agents by any one of them appointed may do for our benefit.

We also authorize doctors ALICIA LLOREDA and/or GUSTAVO TAMAYO and/or IGNACIO SANTAMARIA and/or ENRIQUE ALVAREZ, to apply for protocolization of this document and of any power of attorney by any one of them conferred in our name, before the Office of Industrial Property.

Given and signed this 11 day of February, 2010

Archon Technologies Ltd.

Per: _____
John Wright, Vice President

NOTARY SHOULD EXECUTE OTHER SIDE

CERTIFICADO NOTARIAL (SOCIEDAD)

Canadá
La provincia de Alberta {ss
Condado de Canadá
Hoy _____ de Febrero de 2010 , compareció John Wright, a quien conozco y de quien me consta que firmó el anterior documento, y quien debidamente juramentado declaró y dijo que él es Vice presidente de Archon Technologies Ltd. la compañía nombrada en el documento que antecede, una sociedad debidamente organizada y existente conforme a las leyes del Estado de La provincia de Alberta, Canadá, domiciliada en la ciudad Calgary de La provincia de Alberta, Condado de Canadá, legalmente constituida para un período de duración que aún no ha terminado, que ejerce su objeto social; conforme a las leyes del La provincia de Alberta, Canadá; que el declarante está autorizado por dicha Compañía para conferir este poder; que el sello estampado por él al pie de tal poder, en nombre y en representación de la expresada Compañía, es el sello oficial de ella; y que el objeto para el cual se confiere este instrumento está comprendido dentro del de la sociedad.

El suscrito Notario ha visto los La resolución de la Tabla en, Estado en la ciudad Calgary de La provincia de Alberta, Canada, con fecha el 16 de julio de 2003, y certifica que de conformidad con la legislación de dicho Estado la anterior declaración juramentada es prueba suficiente de que los hechos sobre que ella versa son ciertos o verdaderos, de lo cual da fe.

Notary Public (Notario Público).

NOTARIAL CERTIFICATE (CORPORATION)

CANADA
Province of Alberta {ss
County of Canada
On this 11th day of February, 2010, John Wright personally came to me known, and known to me to be the person who signed the foregoing instrument, who being by me duly sworn did depose and say that he is the Vice President of Archon Technologies Ltd., the company named within, a Corporation organized and existing under the laws of the Province of Alberta, Canada, domiciled at the City of Calgary, Province of Alberta, County of Canada, legally constituted for a period of tenure not yet expired, which exercises its corporate purposes according to the laws of the Province of Alberta, Canada; that the deponent is authorized by said Company to confer this power of attorney; that the seal affixed hereunto by the deponent in the name and on behalf of said Corporation is the corporate seal thereof; and that the purpose for which this instrument is granted is included within the corporate purposes of the Company.

The undersigned Notary Public has seen the Resolution of the Board of said Corporation executed at Calgary, Province of Alberta, Canada, under date of July 16, 2003, and hereby certifies that under the laws of said Province the foregoing acknowledgment is sufficient proof that the facts therein contained are true, which she attests.

Andrea Hatzinikolas
Notary Public in and for the Province of Alberta

EMBAJADA DE COLOMBIA
Oficina de Asuntos Consulares
No. 067 Ottawa, Canadá, a 17 de FEBRERO de 2010
Visto en este Consulado para autenticar la firma de
VALERIE TAILLEUR,
quien en la Fecha ejercía las funciones de
OFICIAL DE AUTENTICACIONES M.R.E DE CANADA
MONICA BELTRAN ESPITIA
Primer Secretario Funciones Consulares

CONSULADO DE COLOMBIA
OTTAWA

THE DEPARTMENT OF FOREIGN AFFAIRS AND INTERNATIONAL TRADE CANADA HAS DULY AUTHENTICATED THE FOREGOING SIGNATURE OF:

LE MINISTÈRE DES AFFAIRES ÉTRANGÈRES ET DU COMMERCE INTERNATIONAL CANADA A DÛMENT AUTHENTIFIÉ LA SIGNATURE QUI PRÉCÈDE:

AUTHENTICATED FOR THE DEPUTY MINISTER OF FOREIGN AFFAIRS BY:

/ Valerie Tailleur

AUTHENTIFIÉ POUR LE SOUS-MINISTRE DES AFFAIRES ÉTRANGÈRES PAR:

Department of Foreign Affairs and International Trade
Ministère des Affaires étrangères et du Commerce international
OTTAWA-CANADA

A 81 0821760

MINISTERIO DE
RELACIONES EXTERIORES

2010 MAR 19 A 1:40

JEFE DE LEGALIZACIONES
BOGOTA D.C.

NO SE ASUME
RESPONSABILIDAD
DEL TEXTO

011294
Mauricio Béltrán
CUYA FIRMA APARECE EN EL
DOCUMENTO DESEMPEÑA
AS FUNCIONES INDICADAS

NOTARIAL CERTIFICATE

CANADA	)	**TO ALL TO WHOM THESE PRESENTS**
	)	
PROVINCE OF ALBERTA	)	**MAY COME, BE SEEN OR KNOWN**
	)	
TO WIT:	)	

I, **D. Doak Horne**

a Notary Public in and for the Province of Alberta, by Royal Authority duly appointed, residing at the City of Calgary, in said Province,

DO CERTIFY AND ATTEST that the attached document, namely a Certified Copy of a Certificate of Incorporation of Archon Technologies Ltd. is an accurate reproduction of the documents contained within the official records of the Corporate Registry in Alberta.

IN TESTIMONY WHEREOF I have hereto subscribed my name and affixed my Notarial Seal of Office at Calgary this 12th day of February, 2010.

D. Doak Horne
A Notary Public in and for the Province
Of Alberta

EMBAJADA DE COLOMBIA
Oficina de Asuntos Consulares
No. 069 Ottawa, Canadá, a 17 de FEBRERO de 2010
Visto en este Consulado para autenticar la firma de
VALERIE TAILLEUR ,
quien en la Fecha ejercía las funciones de
OFICIAL DE AUTENTICACIONES M.R.E DE CANADA
USD30,00
MONICA BELTRAN ESPITIA
Primer Secretario Funciones Consulares

THE DEPARTMENT OF FOREIGN AFFAIRS AND INTERNATIONAL TRADE CANADA HAS DULY AUTHENTICATED THE FOREGOING SIGNATURE OF:

LE MINISTÈRE DES AFFAIRES ÉTRANGÈRES ET DU COMMERCE INTERNATIONAL CANADA A DÛMENT AUTHENTIFIÉ LA SIGNATURE QUI PRÉCÈDE:

AUTHENTICATED FOR THE DEPUTY MINISTER OF FOREIGN AFFAIRS BY:

/ Valerie Tailleur

AUTHENTIFIÉ POUR LE SOUS-MINISTRE DES AFFAIRES ÉTRANGÈRES PAR:

Department of Foreign Affairs and International Trade
Ministère des Affaires étrangères et du Commerce international
OTTAWA, CANADA

MINISTERIO DE
RELACIONES EXTERIORES

2010 MAR -9 A 1:40

JEFE DE LEGALIZACIONES
BOGOTA D.C.

NO SE ASUME
RESPONSABILIDAD
DEL TEXTO

011295

Mauro Beltrán

COYA FIRMA APARECE EN EL
DOCUMENTO DESEMPEÑA
AS FUNCIONES INDICADAS

Certified Copy

CORPORATE ACCESS NUMBER: 2010572762

Alberta

BUSINESS CORPORATIONS ACT

CERTIFICATE

OF

INCORPORATION

ARCHON TECHNOLOGIES LTD.
WAS INCORPORATED IN ALBERTA ON 2003/07/16.

REGISTRAR OF CORPORATIONS

NOTARIAL CERTIFICATE

CANADA	)	**TO ALL TO WHOM THESE PRESENTS**
	)	
PROVINCE OF ALBERTA	)	**MAY COME, BE SEEN OR KNOWN**
	)	
TO WIT:	)	

I, **D. Doak Horne**

a Notary Public in and for the Province of Alberta, by Royal Authority duly appointed, residing at the City of Calgary, in said Province,

DO CERTIFY AND ATTEST that the attached document, namely a Certificate of Status of Archon Technologies Ltd. is an accurate reproduction of the documents contained within the official records of the Corporate Registry in Alberta.

IN TESTIMONY WHEREOF I have hereto subscribed my name and affixed my Notarial Seal of Office at Calgary this 12th day of February, 2010.

D. Doak Horne
A Notary Public in and for the Province
Of Alberta

EMBAJADA DE COLOMBIA
Oficina de Asuntos Consulares
No. 068 Ottawa, Canadá, a 17 de FEBRERO de 2010
Visto en este Consulado para autenticar la firma de
VALERIE TAILLEUR ,
quien en la Fecha ejercía las funciones de
OFICIAL DE AUTENTICACIONES M.R.E DE CANADA
USD30,00
MONICA BELTRAN ESPITIA
Primer Secretario Funciones Consulares

THE DEPARTMENT OF FOREIGN AFFAIRS AND INTERNATIONAL TRADE CANADA HAS DULY AUTHENTICATED THE FOREGOING SIGNATURE OF:

LE MINISTÈRE DES AFFAIRES ÉTRANGÈRES ET DU COMMERCE INTERNATIONAL CANADA A DÛMENT AUTHENTIFIÉ LA SIGNATURE QUI PRÉCÈDE:

AUTHENTICATED FOR THE DEPUTY MINISTER OF FOREIGN AFFAIRS BY:

/ Valerie Tailleur

AUTHENTIFIÉ POUR LE SOUS-MINISTRE DES AFFAIRES ÉTRANGÈRES PAR:

Department of Foreign Affairs and International Trade
Ministère des Affaires étrangères et du Commerce international

OTTAWA, CANADA

MINISTERIO DE
RELACIONES EXTERIORES

2010 MAR -9 A 1:44

JEFE DE LEGALIZACIONES
BOGOTA D.C.

NO SE ASUME
RESPONSABILIDAD
DEL TEXTO

011298
Monica Beltrán
CUYA FIRMA APARECE EN EL
DOCUMENTO DESEMPEÑA
AS FUNCIONES INDICADAS

[illegible]

Alberta

Corporate Access Number

2010572762

CERTIFICATE OF STATUS

Form 32

I CERTIFY THAT ACCORDING TO THE OFFICIAL RECORDS OF THE CORPORATE REGISTRY

ARCHON TECHNOLOGIES LTD.
INCORPORATED IN ALBERTA ON 2003/07/16
IS AS OF THIS DATE A VALID AND SUBSISTING CORPORATION.

GIVEN UNDER MY SEAL OF OFFICE IN THE PROVINCE OF ALBERTA.

DATED: 2010/02/12

REGISTRAR OF CORPORATIONS

(12) INTERNATIONAL APPLICATION PUBLISHED UNDER THE PATENT COOPERATION TREATY (PCT)

(19) World Intellectual Property Organization
International Bureau

(43) International Publication Date
30 May 2013 (30.05.2013)

WIPO | PCT

(10) International Publication Number
WO 2013/075207 A1

(51) International Patent Classification:
E21B 43/243 (2006.01) *E21B 43/30* (2006.01)
E21B 43/24 (2006.01)

(21) International Application Number:
PCT/CA2011/001309

(22) International Filing Date:
25 November 2011 (25.11.2011)

(25) Filing Language: English

(26) Publication Language: English

(71) Applicant *(for all designated States except US)*: **ARCHON TECHNOLOGIES LTD.** [CA/CA]; 1900, 111 - 5th Avenue S.W., Calgary, Alberta T2P 3Y6 (CA).

(72) Inventor; and
(75) Inventor/Applicant *(for US only)*: **AYASSE, Conrad** [CA/CA]; 3931 Point McKay Road N.W., Calgary, Alberty T3B 4V7 (CA).

(74) Agents: **HOME, Doak D.** et al.; Gowling Lafleur Henderson LLP, 700 - 2nd Street, S.W., Suite 1400, Scotia Centre, Calgary, Alberta T2P 4V5 (CA).

(81) Designated States *(unless otherwise indicated, for every kind of national protection available)*: AE, AG, AL, AM, AO, AT, AU, AZ, BA, BB, BG, BH, BR, BW, BY, BZ, CA, CH, CL, CN, CO, CR, CU, CZ, DE, DK, DM, DO, DZ, EC, EE, EG, ES, FI, GB, GD, GE, GH, GM, GT, HN, HR, HU, ID, IL, IN, IS, JP, KE, KG, KM, KN, KP, KR, KZ, LA, LC, LK, LR, LS, LT, LU, LY, MA, MD, ME, MG, MK, MN, MW, MX, MY, MZ, NA, NG, NI, NO, NZ, OM, PE, PG, PH, PL, PT, QA, RO, RS, RU, RW, SC, SD, SE, SG, SK, SL, SM, ST, SV, SY, TH, TJ, TM, TN, TR, TT, TZ, UA, UG, US, UZ, VC, VN, ZA, ZM, ZW.

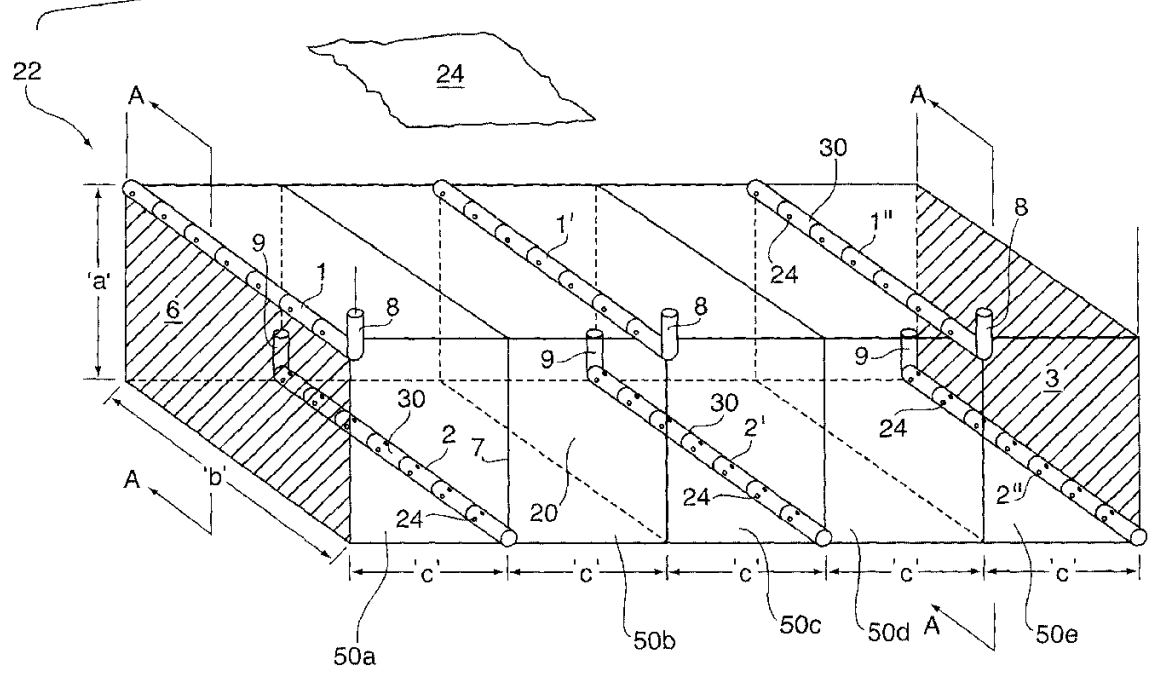
(84) Designated States *(unless otherwise indicated, for every kind of regional protection available)*: ARIPO (BW, GH, GM, KE, LR, LS, MW, MZ, NA, RW, SD, SL, SZ, TZ, UG, ZM, ZW), Eurasian (AM, AZ, BY, KG, KZ, MD, RU, TJ, TM), European (AL, AT, BE, BG, CH, CY, CZ, DE, DK, EE, ES, FI, FR, GB, GR, HR, HU, IE, IS, IT, LT, LU, LV, MC, MK, MT, NL, NO, PL, PT, RO, RS, SE, SI, SK, SM, TR), OAPI (BF, BJ, CF, CG, CI, CM, GA, GN, GQ, GW, ML, MR, NE, SN, TD, TG).

Published:

— *with international search report (Art. 21(3))*

(54) Title: STAGGERED HORIZONTAL WELL OIL RECOVERY PROCESS

Fig. 1



(57) Abstract: An in situ combustion process entailing the simultaneous production of oil and combustion gases that combines fluid drive, gravity phase segregation and gravity drainage to produce hydrocarbons from a subterranean oil-bearing formation, comprising initially injecting a gas through a pair of horizontal wells placed high in the formation and producing combustion gas and oil through parallel and laterally offset horizontal wells that are placed low in the formation intermediate the pair of horizontal wells placed high in the formation.

WO 2013/075207 A1

REIVINDICACIONES

1. Un método de combustión in situ para la recuperación de petróleo a partir de un yacimiento subterráneo que contiene hidrocarburos, que comprende las etapas de:

(i) perforar un par de pozos horizontales superiores paralelos, separados entre sí dentro de dicho yacimiento que contiene hidrocarburos, y dentro de un plano horizontal en el mismo;

(ii) perforar relativamente abajo en dicho yacimiento, un pozo horizontal inferior ubicado por debajo de dichos pozos horizontales superiores y ubicado sustancialmente paralelo a y en el medio de dicho par de pozos horizontales superiores;

(iii) inyectar un gas oxidante en cada uno de dichos pozos horizontales superiores e inyectar dicho gas oxidante en dicho yacimiento a través de aberturas en cada uno de dicho par de pozos horizontales superiores;

(iv) encender dicho gas oxidante dentro de dicha formación ocasionando el calentamiento del petróleo que se encuentra en dicha formación entre dichos pozos horizontales superiores; y

(v) recuperar el petróleo que se ha calentado y que ha migrado hacia abajo en dicho yacimiento subterráneo, en dicho pozo horizontal inferior; y

(vi) recuperar dicho petróleo a partir de dicho pozo horizontal inferior hacia a la superficie.

2. Un método para la recuperación de petróleo a partir de un yacimiento subterráneo que contiene hidrocarburos como se reivindica en la reivindicación 1, que comprende las etapas adicionales de:

(a) perforar un pozo horizontal superior adicional dentro de una región superior de dicho yacimiento que contiene hidrocarburos sustancialmente paralelo a y lateralmente espaciado de dicho pozos horizontales superiores;

(b) perforar un pozo horizontal inferior adicional entre dicho pozo horizontal superior adicional y el más cercano de dichos pozos horizontales superiores, ubicado debajo de dichos pozos horizontales superiores y ubicado de manera sustancialmente paralela a éstos;

(c) inyectar dicho gas oxidante en dicho pozo horizontal superior adicional y en el más cercano de dichos pozos horizontales superiores con el fin de inyectar de ese modo dicho gas oxidante en dicho yacimiento a través de una pluralidad de aberturas en dicho pozo horizontal superior adicional y el más cercano de dichos pozos horizontales superiores;

(d) recolectar el petróleo que se ha calentado como resultado del calor producido durante la combustión de dicho gas oxidante y los hidrocarburos en dicho yacimiento; el cual ha migrado hacia abajo en dicho yacimiento subterráneo, en dicho pozo horizontal inferior adicional;

(e) recuperar dicho petróleo desde dicho pozo horizontal inferior adicional, hacia la superficie.

3. Un método para la recuperación de petróleo a partir de un yacimiento subterráneo que contiene hidrocarburos tal como se reivindica en la reivindicación 2, que comprende las etapas adicionales de:

(f) repetir sucesivamente los pasos (a) - (e) para de ese modo avanzar en una dirección lineal con los pozos horizontales perforados con el fin de recuperar progresivamente el petróleo en dicha dirección lineal a partir de dicho yacimiento subterráneo de hidrocarburos.

4. Un método para la recuperación de petróleo a partir de un yacimiento subterráneo que contiene hidrocarburos tal como se reivindica en las reivindicaciones 1, 2, ó 3, en donde los gases de combustión calientes se vierten y se recuperan a la superficie a partir de dicho pozo horizontal inferior junto con dicho petróleo.

5. Un método para la recuperación de petróleo a partir de un yacimiento subterráneo que contiene hidrocarburos tal como se reivindica en la reivindicación 1 en donde dicha etapa de inyectar dicho gas oxidante en dichos pozos de inyección superiores comprende la etapa de inyectar dicho gas oxidante dentro de los extremos proximales de dichos pozos horizontales superiores ubicados en un lado de dicha formación subterránea, y dicha etapa de retirar el petróleo desde dicho pozo horizontal inferior comprende retirar dicho petróleo desde un extremo proximal de dicho pozo horizontal inferior, que está situado en otro lado de dicho yacimiento opuesto a dicho lado en el que se sitúan dichos extremos proximales de dichos pozos horizontales superiores.

6. Un método para la recuperación de petróleo a partir de un yacimiento subterráneo que contiene hidrocarburos tal como se reivindica en la reivindicación 1 en el que dicho paso de inyectar dicho gas oxidante en dichos pozos horizontales superiores comprende el paso de inyectar dicho gas oxidante en extremos proximales de dichos pozos horizontales superiores situadas en un lado de dicha formación subterránea, y dicho paso de retirar el petróleo desde dicho pozo horizontal inferior comprende retirar dicho petróleo desde un extremo distal de dicho pozo horizontal inferior situado en otro lado de dicho yacimiento opuesto a dicho lado de dicho lado en el que se sitúan dichos extremos proximales de dichos pozos horizontales superiores.

7. Un método para la recuperación de petróleo a partir de un yacimiento subterráneo que contiene hidrocarburos tal como se reivindica en la reivindicación 6, en donde la tubería de producción se ubica en dicho pozo horizontal inferior y en donde el tubo tiene un extremo abierto próximo a un extremo distal de dicho pozo horizontal inferior, dicha etapa de recuperación de petróleo a partir de dicho pozo horizontal inferior comprende la etapa de recuperar dicho petróleo a través de dicho extremo abierto de dicha tubería.

8. Un método para la recuperación de petróleo a partir de un yacimiento subterráneo que contiene hidrocarburos tal como se reivindica en la reivindicación 1 en donde la tubería de producción se coloca en cada uno de dichos pozos horizontales superiores y en donde el tubo tiene un extremo abierto próximo a un extremo distal respectivo de cada uno de dichos pozos horizontales superiores, dicha etapa de inyección de gas oxidante en dicha formación comprende inyectar dicho gas oxidante en dicha tubería situada en cada uno de dichos pozos horizontales superiores y por lo tanto en los extremos distales de los mismos, y dicha etapa de retirar el petróleo desde dicho pozo horizontal inferior comprende retirar dicho petróleo de un extremo proximal de dicho pozo horizontal inferior que se sitúa en un mismo lado de dicho yacimiento en donde están situados los extremos proximales de dichos pozos horizontales superiores.

9. Un método para la recuperación de petróleo a partir de un yacimiento subterráneo que contiene hidrocarburos tal como se reivindica en la reivindicación 1, en donde cada uno de dichos pozos horizontales superiores tiene un revestimiento de pozo en donde se sitúa dicha pluralidad de aberturas, y en el que un tamaño de dichas aberturas o un número de dichas aberturas dentro de dicho revestimiento de pozo aumenta progresivamente desde un extremo proximal hasta un extremo distal de dichos pozos horizontales superiores, y dicho gas oxidante se inyecta en dicho extremo proximal de cada uno de dichos pozos horizontales superiores.

10. Un método para la recuperación de petróleo a partir de un yacimiento subterráneo que contiene hidrocarburos tal como se reivindica en la reivindicación 1, en donde dicho pozo horizontal inferior tiene un revestimiento de pozo en el que

se sitúan una pluralidad de aberturas, y en donde un tamaño de dichas aberturas o un número de dichas aberturas dentro de dicho revestimiento de pozo aumenta progresivamente desde un extremo proximal hasta un extremo distal de dicho pozo horizontal inferior, y dicho petróleo se recupera desde dicho extremo proximal de dicho pozo horizontal inferior.

11. Un método para la recuperación de petróleo a partir de un yacimiento subterráneo que contiene hidrocarburos tal como se reivindica en la reivindicación 9 y 10.

12. Un método para la recuperación de petróleo a partir de un yacimiento subterráneo que contiene hidrocarburos tal como se reivindica en la reivindicación 11, en donde los extremos proximales de dichos pozos superiores y extremos proximales de dichos pozos horizontales inferiores están situados en un mismo lado de dicho yacimiento.

13. Un método para la recuperación de petróleo a partir de un yacimiento subterráneo que contiene hidrocarburos tal como se reivindica en la reivindicación 1, en donde un volumen de dicho gas oxidante inyectado en dicho yacimiento subterráneo es igual o menor que un volumen de petróleo recuperado a partir de dichos pozos horizontales situados en la parte inferior del yacimiento.

14. Un método para la recuperación de petróleo a partir de un yacimiento subterráneo que contiene hidrocarburos tal como se reivindica en la reivindicación 1, en donde dicho gas oxidante comprende oxígeno o aire.

15. Un método para la recuperación de petróleo a partir de un yacimiento subterráneo que contiene hidrocarburos tal como se reivindica en la reivindicación 1, en donde dicho gas oxidante comprende además agua, vapor de agua o dióxido de carbono.

16. Un método de frente continuo para la recuperación de petróleo a partir de un yacimiento subterráneo que contiene hidrocarburos, que comprende las etapas de:

(i) perforar un par de pozos horizontales superiores paralelos, separados entre sí, dentro de una región superior de dicho yacimiento que contiene hidrocarburos, sustancialmente coplanares entre sí;

(ii) perforar relativamente abajo en dicho yacimiento, un pozo horizontal inferior ubicado por debajo de dichos pozos horizontales superiores y ubicado sustancialmente paralelo a y en el medio de dicho par de pozos horizontales superiores;

(iii) inyectar un gas oxidante en cada uno de dichos pozos horizontales superiores e inyectar dicho gas oxidante en dicho yacimiento a través de aberturas en cada uno de dicho par de pozos horizontales superiores;

(iv) encender dicho gas oxidante dentro de dicha formación ocasionando el calentamiento del petróleo que se encuentra en dicha formación entre dichos pozos horizontales superiores;

(v) recuperar el petróleo que se ha calentado y que ha migrado hacia abajo en dicho yacimiento subterráneo, en dicho pozo horizontal inferior; y recuperar dicho petróleo a partir de dicho pozo horizontal inferior hacia a la superficie.

(vi) perforar un pozo horizontal superior adicional dentro de una región superior de dicho yacimiento que contiene hidrocarburos sustancialmente paralelo a y lateralmente espaciado de dicho pozos horizontales superiores;

(vii) perforar un pozo horizontal inferior adicional entre dicho pozo horizontal superior adicional y el más cercano de dichos pozos horizontales superiores,

ubicados por debajo de dichos pozos horizontales superiores y ubicado sustancialmente paralelo a estos;

(viii) inyectar dicho gas oxidante en dicho pozo horizontal superior adicional y el más cercano de dichos pozos horizontales superiores para inyectar de ese modo dicho gas oxidante en dicho yacimiento mediante una pluralidad de aberturas en dicho pozo horizontal superior adicional y el más cercano de dichos pozos horizontales superiores;

(ix) recolectar el petróleo que se ha calentado como resultado del calor que se produce durante la combustión de dicho gas oxidante y los hidrocarburos en dicho yacimiento y que ha migrado hacia abajo en dicho yacimiento subterráneo, en dicho pozo horizontal inferior adicional;

(x) recuperar dicho petróleo a partir de dicho pozo horizontal inferior hacia la superficie; y

(xi) repetir sucesivamente las etapas (vi) - (x) para de ese modo avanzar en una dirección lineal con pozos horizontales perforados con el fin de recuperar progresivamente el petróleo en dicha dirección lineal de dicho yacimiento subterráneo de hidrocarburos.

17. Un método para la recuperación de petróleo a partir de un yacimiento subterráneo que contiene hidrocarburos tal como se reivindica en la reivindicación 16, en donde dicho gas oxidante comprende una mezcla de

(i) aire y vapor;

(ii) aire y gotas de agua suspendidas; o

(iii) aire y vapor de agua.

PATENT COOPERATION TREATY

PCT

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

(PCT Article 18 and Rules 43 and 44)

Applicant's or agent's file reference A8121653WO	**FOR FURTHER ACTION**	see Form PCT/ISA/220 as well as, where applicable, item 5 below
International application No. **PCT/CA2011/001309**	International filing date *(day/month/year)* 25 November 2011 (25-11-2011)	(Earliest)Priority date *(day/month/year)*
Applicant ARCHON TECHNOLOGIES LTD. ET AL		

This international search report has been prepared by this International Searching Authority and is transmitted to the applicant according to Article 18. A copy is being transmitted to the International Bureau.

This international search report consists of a total of 3 sheets.

[X] It is also accompanied by a copy of each prior art document cited in this report.

1. **Basis of the report**

a. With regard to the **language**, the international search was carried out on the basis of:

[X] the international application in the language in which it was filed

[ ] a translation of the international application into , which is the language of a translation furnished for the purposes of international search (Rules 12.3(a) and 23.1(b))

b. [ ] This international search report has been established taking into account the **rectification of an obvious mistake** authorized by or notified to this Authority under Rule 91 (Rule 43.6*bis*(a)).

c. [ ] With regard to any **nucleotide and/or amino acid sequence** disclosed in the international application, see Box No. I

2. [ ] **Certain claims were found unsearchable** (see Box No. II)

3. [ ] **Unity of invention is lacking** (see Box No. III)

4. With regard to the **title**,

[X] the text is approved as submitted by the applicant

[ ] the text has been established by this Authority to read as follows :

5. With regard to the **abstract**,

[X] the text is approved as submitted by the applicant

[ ] the text has been established, according to Rule 38.2, by this Authority as it appears in Box No. IV. The applicant may, within one month from the date of mailing of this international search report, submit comments to this Authority

6. With regard to the **drawings**,

a. the figure of the **drawings** to be published with the abstract is Figure No. 1

[X] as suggested by the applicant

[ ] as selected by this Authority, because the applicant failed to suggest a figure

[ ] as selected by this Authority, because this figure better characterizes the invention

b. [ ] none of the figures is to be published with the abstract

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No.
PCT/CA2011/001309

A. CLASSIFICATION OF SUBJECT MATTER
IPC: ***E21B 43/243*** (2006.01) , ***E21B 43/24*** (2006.01) , ***E21B 43/30*** (2006.01)
According to International Patent Classification (IPC) or to both national classification and IPC

B. FIELDS SEARCHED

Minimum documentation searched (classification system followed by classification symbols)
IPC (2006.01): E21B 43/243, 43/24, 43/30

Documentation searched other than minimum documentation to the extent that such documents are included in the fields searched

Electronic database(s) consulted during the international search (name of database(s) and, where practicable, search terms used)
EPOQUE (Epodoc); key words: in-situ combustion, line drive, horizontal, inject+, prod+, well pattern, aperture+, slot+, opening+

C. DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT

Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
A	US 5273111 A (BRANNAN, G. O. et al.) 28 December 1993 (28-12-1993) *col. 5, l. 37-54, l. 63, 64; col. 6, l. 33-47; col. 6, l. 66-col. 7, l. 17; col. 8, l. 49-68; col. 11, l. 41-49; fig. 1* *cited by the applicant*	
A	US 2008/0264635 A1 (CHHINA, H. S. et al.) 30 October 2008 (30-10-2008) *abstract; fig. 9, 2A; par 43, 44, 46*	

[ ] Further documents are listed in the continuation of Box C.

[X] See patent family annex.

*	Special categories of cited documents :
"A"	document defining the general state of the art which is not considered to be of particular relevance
"E"	earlier application or patent but published on or after the international filing date
"L"	document which may throw doubts on priority claim(s) or which is cited to establish the publication date of another citation or other special reason (as specified)
"O"	document referring to an oral disclosure, use, exhibition or other means
"P"	document published prior to the international filing date but later than the priority date claimed
"T"	later document published after the international filing date or priority date and not in conflict with the application but cited to understand the principle or theory underlying the invention
"X"	document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered novel or cannot be considered to involve an inventive step when the document is taken alone
"Y"	document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered to involve an inventive step when the document is combined with one or more other such documents, such combination being obvious to a person skilled in the art
"&"	document member of the same patent family

Date of the actual completion of the international search
24 July 2012 (24-07-2012)

Date of mailing of the international search report
27 July 2012 (27-07-2012)

Name and mailing address of the ISA/CA
Canadian Intellectual Property Office
Place du Portage I, C114 - 1st Floor, Box PCT
50 Victoria Street
Gatineau, Quebec K1A 0C9
Facsimile No.: 001-819-953-2476

Authorized officer
Christian Opris (819) 934-4264

INTERNATIONAL SEARCH REPORT
Information on patent family members

International application No.
PCT/CA2011/001309

Patent Document Cited in Search Report	Publication Date	Patent Family Member(s)	Publication Date
US5273111A	28 December 1993 (28-12-1993)	CA2046107C	06 December 1994 (06-12-1994)
		MX9203922A	01 July 1993 (01-07-1993)
US2008264635A1	30 October 2008 (30-10-2008)	CA2492306A1	13 July 2006 (13-07-2006)
		CA2594414A1	20 July 2006 (20-07-2006)
		CA2594414C	12 October 2010 (12-10-2010)
		US7516789B2	14 April 2009 (14-04-2009)
		WO2006074555A1	20 July 2006 (20-07-2006)

PROCESO DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO EN POZO HORIZONTAL ESCALONADO

RESUMEN-OBJETO Y FINALIDAD DE LA INVENCIÓN

Un proceso de combustión in situ que implica la producción simultánea de petróleo y gases de combustión que combina accionamiento de fluido, segregación de fases por gravedad y drenaje por gravedad para producir hidrocarburos a partir de una formación subterránea que contiene petróleo, que comprende inyectar inicialmente un gas a través de un par de pozos horizontales ubicados en lo alto de la formación y producir gas de combustión y petróleo a través de pozos horizontales paralelos y desplazados lateralmente ubicados abajo en la formación en el intermedio del par de pozos horizontales ubicados en lo alto de la formación.

SECTOR: Ingeniería de petróleos.

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO
DIVISIÓN DE NUEVAS CREACIONES
TARJETA ARCHIVO TEMÁTICO

PATENTE DE INVENCION ____ PCT _X_ MODELO DE UTILIDAD ____ DISEÑO INDUSTRIAL ___

(21) No. de solicitud: (22) Fecha de solicitud: 30-05-14
(51) Clasificación Internacional: **E21B 43/243**

(71) Solicitante(s): **ARCHON TECHNOLOGIES LTD.**

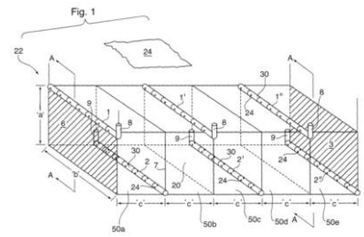
(72) Inventor(es): AYASSE, Conrad.

(74) Apoderado: **ALICIA LLOREDA RICAURTE**

(30) Prioridad	(31) ***No. Prioridad***	(32) ***Fecha***	(33) ***País***
	PCT/CA2011/001309	25-11-11	CA

(85) Fecha límite inicio fase nacional: 25-06-14
(86) Datos relativos a la presentación de la solic. PCT
Fecha de presentación de la solicitud: *25-11-11*
No. de solicitud: ***PCT/CA2011/001309***

(87) Publicación internacional:
Fecha: ***30-05-13***
No. Publicación: ***WO 2013/075207 A1***



(54) Titulo: **PROCESO DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO EN POZO HORIZONTAL ESCALONADO.**

(57) Resumen - Reivindicación(es):

Resumen:

Un proceso de combustión in situ que implica la producción simultánea de petróleo y gases de combustión que combina accionamiento de fluido, segregación de fases por gravedad y drenaje por gravedad para producir hidrocarburos a partir de una formación subterránea que contiene petróleo, que comprende inyectar inicialmente un gas a través de un par de pozos horizontales ubicados en lo alto de la formación y producir gas de combustión y petróleo a través de pozos horizontales paralelos y desplazados lateralmente ubicados abajo en la formación en el intermedio del par de pozos horizontales ubicados en lo alto de la formación.

SECTOR: Ingeniería de petróleos.

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO
DIVISIÓN DE NUEVAS CREACIONES
TARJETA ARCHIVO PROPIETARIOS

PATENTE DE INVENCION ____ PCT __X__ MODELO DE UTILIDAD ____ DISEÑO INDUSTRIAL __

(21) No. de solicitud: (22) Fecha de solicitud: 30-05-14
(51) Clasificación Internacional: **E21B 43/243**

(71) Solicitante(s): **ARCHON TECHNOLOGIES LTD.**

(72) Inventor(es): AYASSE, Conrad.

(74) Apoderado: **ALICIA LLOREDA RICAURTE**

(30) Prioridad	(31) ***No. Prioridad***	(32) ***Fecha***	(33) ***País***
	PCT/CA2011/001309	25-11-11	CA

(85) Fecha límite inicio fase nacional: 25-06-14
(86) Datos relativos a la presentación de la solicitud PCT
Fecha de presentación de la solicitud: *25-11-11*
No. de solicitud: ***PCT/CA2011/001309***

(87) Publicación internacional
Fecha: ***30-05-13***
No. publicación: ***WO 2013/075207 A1***

(54) Titulo: **PROCESO DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO EN POZO HORIZONTAL ESCALONADO.**